

Затверджую:
Голова правління
АТ "Херсонобленерго"
І.М.Сафронов

План розвитку системи розподілу	
Найменування оператора системи розподілу	АТ "Херсонобленерго"
П'ятирічний період	з 2022 до 2026

Висновок ОСП

Лист НЕК "Укренерго"
№01/18574 від 07.05.2021р.

Висновок Міненерговугілля

Лист МЕУ №26/1.2-4.2-11580
від 26.07.2021 року

З М І С Т

№ п/п	Назва	Сторінка
1	Вступ	3
2	Фактичні та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію та потужність у системі розподілу, обсяги розподілу (у т. ч. транзиту) електричної енергії мережами ОСР	7
3	Фактичні та обґрунтовані прогнозні обсяги відпуску електричної енергії виробників електричної енергії, приєднаних до системи розподілу (визначені, де необхідно, у координації з ОСП)	9
4	Заплановані та прогнозні рівні потужності в кожній точці приєднання системи розподілу до системи передачі та до систем розподілу інших ОСР та/або збільшення потужності для існуючих точок приєднання	10
5	Заходи з будівництва об'єктів системи розподілу, включаючи засоби РЗА, ПА і зв'язку, потреба в яких визначена ОСП відповідно до вимог підтримання належного рівня операційної безпеки	12
6	Інформація щодо нових електроустановок виробництва електричної енергії, які мають бути приєднані до системи розподілу (на основі заяв про приєднання та іншої інформації, наявної в ОСР)	14
7	Дані щодо прогнозованої потужності приєднання нових електроустановок (на основі заяв про приєднання та доступної потужності в точках забезпечення потужності)	18
8	Дані щодо потужності в енерговузлах системи розподілу, урахування формування переліку елементів мережі, що спричиняють обмеження та/або неналежну якість електропостачання споживачів, які потребують виконання заходів щодо підсилення з метою забезпечення інтеграції нового навантаження та виробництва до системи розподілу	25
9	Дані щодо завантаження електричних мереж напругою 20 кВ та вище в характерні періоди їх роботи для нормальних та ремонтних режимів	103
10	Інформація (фактичні та заплановані рівні показників) щодо якості електропостачання (комерційна якість послуг, надійність (безперервність) та якість електроенергії) та заходів, направлених на її підвищення	104
11	Інформація щодо розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії та планів щодо їх встановлення	169
12	Інформація щодо запланованого виведення обладнання системи розподілу з експлуатації та оцінка впливу такого виведення	194
13	Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності	195
14	Плани в частині улаштування «інтелектуального» обліку електричної енергії	216
15	Фактичні та прогнозні витрати електроенергії в системі розподілу та заходи, направлені на їх зниження	228
16	Плани щодо реконструкції електричних мереж у точках забезпечення потужності або створення нових точок забезпечення потужності із зазначенням резервів потужності, які створюються при реалізації цих планів для можливості приєднання нових замовників	230
17	Заходи з розвитку системи розподілу, що виконуються в рамках виконання Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років та/або інших стратегічних документів України.	231
18	Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж системи розподілу	232
18.1.	Технічний стан підстанцій 35-150 кВ	234
18.2.	Технічний стан повітряних ліній 35-150 кВ	393
18.3.	Технічний стан РЗА на ПС 150-35 кВ	415
18.4.	Технічний стан повітряних ліній 0,4-6-10 кВ	656
18.5.	Технічний стан кабельних ліній 0,4-6-10-35 кВ	657
18.6.	Технічний стан ТП, РП 6/10 кВ, силових трансформаторів 6/10 кВ	663
19	Перелік об'єктів незавершеного будівництва, реконструкції та технічного переоснащення	664
20	План інвестицій за джерелами фінансування	666
21	Пооб'єктний перелік проєктів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення елементів системи розподілу рівня напруги 20 кВ і вище та узагальнений перелік заходів для рівня напруги нижче 20 кВ	667
22	Пояснювальна записка заходів з реконструкції та технічного переоснащення елементів системи розподілу з обґрунтуванням та аналіз витрат та вигод (з урахуванням техніко-економічних показників)	680
22.1	Повітряні лінії 35-150 кВ	680
22.2	Підстанції 35-150 кВ.	699
22.3	Релейний захист та автоматика	785
22.4	Модернізація засобів диспетчерського управління, телемеханіки та зв'язку	845
22.5	Повітряні лінії 0,4-6-10 кВ	959
22.6	Трансформаторні підстанції 6/10 кВ	965
22.7	Кабельні лінії 0,4-6-10-35 кВ	978
22.8	Заходи зі зниження нетехнічних витрат електроенергії	986
22.9	Впровадження та розвиток інформаційних технологій.	999
	ДОДАТКИ:	
1	Схема електричних з'єднань мереж напругою 20 кВ та вище, яка охоплює як поточний, так і прогнозний періоди	
2	Схема нормального режиму електомереж 150,35 кВ АТ «Херсонобленерго» станом на 01.01.2021р. Схема нормального режиму електомереж 150,35 кВ АТ «Херсонобленерго» прогноз на 2026р.	
3	Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання та величини струму короткого замикання для кожного енерговузла (елемента) електричних мереж	
4	Аналіз досліджених режимів з урахуванням існуючого та прогнозного завантаження системи розподілу	
5	Звіт з виконання ПРСР 2020-2024 АТ «Херсонобленерго»	

1. ВСТУП

План розвитку ОСР сформований з урахуванням висновків та рекомендацій “Схеми розвитку системи розподілу 20 (35) кВ та вище на період з 2021 до 2030 рр. АТ “Херсонобленерго” та формується з урахуванням, зокрема:

- Заходи, передбачені в Плані розвитку "НЕК "Укренерго";
- обґрунтовану необхідність нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж Херсонської області, з урахуванням технічного стану та звернень замовників;
- обґрунтованих прогнозів обсягів попиту на електричну енергію та потужність;
- схем видачі потужностей генеруючих одиниць, що приєднані до електричних мереж;
- Планів і схем планування територій районів Херсонської області, генеральних планів населених пунктів;
- забезпечення контролю реактивної потужності на підстанціях 35-150 кВ;
- вимоги екологічних стандартів і нормативів.

При розробці Плану розвитку запропоновані заходи повинні забезпечувати:

- суттєве покращення стану електричних мереж;
- необхідну пропускну спроможність електромереж згідно з наявними та прогнозними потребами споживачів та замовників щодо споживання електричної енергії;
- достатню пропускну спроможність розподільної мережі потребам споживачів енерговузлів, що розвиваються;
- зниження технічних та понаднормативних втрат електроенергії в елементах електричної мережі;
- покращення якості та зменшення термінів ремонтно-відновлювальних робіт;
- удосконалення системи керування енергосистемою;
- розвиток системи та засобів зв'язку енергокомпанії;
- впровадження прогресивних технічних засобів, систем та технологій енергозабезпечення.

Заходи Плану розвитку направлені на:

- удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання для населених пунктів, окремих об'єктів, електричних мереж, що включені в План розвитку;
- підвищення рівня якості електропостачання, удосконалення системи їх моніторингу;
- зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл та комерційних витрат;
- інтеграцію в електричні мережі генерації виробників з використання альтернативних джерел енергії;
- впровадження "інтелектуальних" лічильників та автоматизованих систем обліку електричної енергії;
- зменшення впливу на навколишнє природне середовище;
- розвиток дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж;
- підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги;

- при розробці Плану повинні бути враховані фактори, що впливають на строк проведення запланованих робіт з проектування, реконструкції, будівництва, час для отримання відповідних дозвільних документів згідно з чинним законодавством України.

Планування розвитку системи розподілу здійснюється з метою:

- 1) своєчасного забезпечення необхідної пропускної спроможності системи розподілу згідно з наявними та прогнозними потребами Користувачів та замовників (щодо споживання електричної енергії та її відпуску в мережу);
- 2) забезпечення достатньої пропускної спроможності системи розподілу для потреб Користувачів енерговузлів, що розвиваються (щодо споживання електричної енергії та її відпуску в мережу);
- 3) забезпечення надійної, безпечної, ефективної експлуатації системи розподілу, відповідності якості електропостачання встановленим вимогам;
- 4) зниження технологічних витрат електроенергії в елементах системи розподілу та комерційних витрат електроенергії в системі розподілу.

План розвитку АТ “Херсонобленерго” формується з урахуванням, зокрема:

- 1) Енергетичної стратегії України;
- 2) Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років;
- 3) обґрунтованої необхідності реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж ОСР, звернень замовників щодо будівництва;
- 4) обґрунтованих прогнозів обсягів попиту на електричну енергію та потужність;
- 5) схем видачі потужності генеруючих одиниць, що виконуються у складі проєктів нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення існуючих об’єктів електроенергетики, приєднаних до системи розподілу;
- 6) системи зовнішнього електропостачання споживачів потужністю 5 МВА та більше та/або таких, для яких існують особливі вимоги щодо надійності електропостачання;
- 7) приєднаної до системи розподілу потужності (та перспективи її зміни) виробників електричної енергії, у тому числі які виробляють електроенергію з альтернативних джерел енергії;
- 8) пропускної спроможності мереж системи розподілу;
- 9) впливу запропонованих заходів на роботу системи передачі згідно з Кодексом системи передачі;
- 10) необхідністю забезпечення гнучкості системи розподілу, простоти та економічної ефективності проєктних рішень, ефективного поєднання нових елементів мережі з діючою системою розподілу;
- 11) планів і схем планування територій на державному, регіональному та місцевому рівнях;
- 12) генеральних планів населених пунктів та детальних планів територій;
- 13) екологічних стандартів і нормативів;
- 14) необхідності забезпечення контролю реактивної потужності на підстанціях 20-110 (150) кВ системи розподілу;
- 15) впливу управління попитом, зменшення пікових навантажень і заходів зі скорочення витрат електроенергії в електричних мережах системи розподілу;
- 16) висновків та рекомендацій схеми перспективного розвитку системи розподілу;

- 17) суспільно значущих громадських заходів, визначених Кабінетом Міністрів України;
- 18) планового виведення з експлуатації об'єктів електроенергетики, що впливають на роботу системи розподілу.

Всі проекти Плану розвитку мають комплексний характер та пов'язані з іншими заходами, які впроваджує Товариство. Проекти, що прийняті до реалізації, узгоджені з основними напрямками розвитку єдиної енергосистеми та її станом. Проведення технічних заходів по впровадженню нової техніки супроводжується підвищенням кваліфікації або перепідготовкою персоналу усіх рівнів.

План передбачає комплекс заходів, спрямованих на поліпшення технічного стану електричних мереж з урахуванням підготовки їх роботи в несприятливих погодних умовах, осінньо-зимовий період на найближчі роки, що поліпшить надійність та дозволить забезпечити безперервне електропостачання споживачів Компанії. До таких заходів відносяться модернізація та реконструкція кабельних та повітряних ліній, а також електрообладнання 6-150 кВ. Ряд заходів передбачає модернізацію і реконструкцію мереж з впровадженням перспективного устаткування, автоматизованих систем керування, систем релейного захисту та протиаварійної автоматики тощо.

Щодо переведення мереж на клас напруги 20 кВ. В 2017 році за рахунок коштів, передбачених Інвестиційною програмою, було виконано розробку ТЕО: *Визначення доцільності підвищення енергоефективності переведення розподільних електричних мереж напругою 10 кВ на напругу 20 кВ шляхом їх реконфігурації з підвищенням напруги до 20 кВ.* Розробник ТЕО - ПрАТ ПВДКТІ "Укрзахіденергопроект" (м.Львів).

Відповідно до затвердженої Інвестиційної програми 2018 року передбачалось виконати розробку проектно-кошторисної документації щодо переходу на клас напруги 20 кВ на загальну суму 2080,05 тис.грн. без ПДВ, а саме:

- Розробка ПКД - Реконструкція ВРП-150 кВ ПС 150/35/10 "Н.Олексіївка" в частині встановлення додаткової комірки 150 кВ;

- Розробка ПКД - Реконструкція ВРП-150 кВ ПС 150/35/10 "Партизани Тягова" в частині встановлення додаткової комірки 150 кВ;

- Розробка ПКД - Будівництво ПЛ-150 кВ "Н.Олексіївка-Генічеська 150";

- Розробка ПКД - Будівництво ПЛ-150 кВ "Партизани Тягова-Генічеська 150";

- Розробка ПКД - Будівництво ПС 150/20 кВ "Генічеська";

Дана ПКД не була розроблена з незалежних від Товариства причин: двічі проводилась процедура відкритих торгів через систему ProZorro, тендерні пропозиції не подав жоден учасник.

Відповідно розробленого ТЕО, планувалось будівництво ПС 150/20 кВ та переведення мереж з класу напруги 10 кВ на клас напруги 20 кВ в м. Генічеськ.

В зв'язку з нестабільним постачанням газу споживачів м.Генічеська з урахуванням середньомісячного споживання газу по місту в еквіваленті переведення на електричну потужність та застосуванням коефіцієнту одночасності були проведені розрахунки режимів роботи електричних мереж при повному переході усіх споживачів газу на застосування електроенергії для опалення та приготуванні їжі. При цьому максимальне завантаження по ПС

“Генічеська” в зимовий період буде 133 % від загальної встановленої потужності трансформаторів. За результати розрахунків по мережі 10 кВ по 5 лініям 10 кВ із 10 втрати напруги перевищуватимуть нормативні.

В той же час, в зв'язку з будівництвом газопроводу від смт Асканія Нова до м.Генічеськ, повне переведення споживачів м.Генічеськ із споживання газу на електроопалення не буде реалізовано. (лист ХОДА від 12.07.2019 № 9713/0-16/10/317-31).

Враховуючи вищенаведене, загальні витрати на реалізацію даного проєкту (530 млн грн в цінах 2017 року), економічно даний проєкт не реалізовувати.

2. Фактичні та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію та потужність у системі розподілу, обсяги розподілу (у т. ч. транзиту) електричної енергії мережами ОСР

Фактичний і перспективний щорічний обсяг попиту на електричну енергію споживачами, підключеними до мереж ОСР (АТ “Херсонобленерго”) зазначений в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1

№ п/п	Найменування	Фактичні дані по роках / млн.кВтг/			Прогнозовані дані по роках					
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.1	Споживання електроенергії (брутто), млн. кВтг	2807,658	2647,033	2657,236	2670,5	2683,9	2697,3	2710,8	2724,4	2738
	(+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в %	2,01%	-6,07%	0,38%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%
1.2.	Споживання електроенергії (нетто), млн. кВтг	2406,3	2283,949	2317,355	2329,9	2342,5	2355,1	2367,8	2380,6	2393,5
	(+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в %	2,72%	-5,36%	1,46%	0,54%	0,54%	0,54%	0,54%	0,54%	0,54%
	у тому числі:									
1.2.1	Промисловість, млн. кВтг	263,8	237,3	257,0	258,4	259,8	261,2	262,6	264,0	265,4
1.2.2	Сільгоспспоживачі, млн. кВтг	550	459,7	469,1	471,7	474,3	476,8	479,4	481,9	484,6
1.2.3	Транспорт, млн. кВтг	24	23,7	23,9	24,0	24,2	24,3	24,4	24,6	24,7
1.2.4	Комунально-побутові споживачі, млн. кВтг	401,3	391	394,3	396,4	398,5	400,7	402,8	405,0	407,2
1.2.5	Інші непромислові споживачі, млн. кВтг	108,3	115,3	106,1	106,7	107,2	107,8	108,5	109,1	109,7
1.2.6	Населення, млн. кВтг	1055,9	1057,2	1066,9	1072,7	1078,5	1084,3	1090,1	1096,0	1101,9
1.3	Витрати електроенергії на власні потреби ОСР, млн. кВтг	11,087	11,084	12,261	11	10,9	10,9	10,8	10,8	10,8
1.4	Витрати електроенергії на її транспортування в мережах ОСР, млн. кВтг	390,271	352	339,881	340,6	341,4	342,2	343	343,8	344,5
	Витрати електроенергії на її транспортування в мережах ОСР, у % до надходження електроенергії в мережу	13,90%	13,30%	12,79%	12,75%	12,72%	12,69%	12,65%	12,61%	12,60%

Фактичний і перспективний щорічний обсяг попиту на електричну енергію на споживання електричної потужності споживачами, підключеними до мереж ОСР (АТ “Херсонобленерго”) зазначений в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

Показники	Фактичні дані по роках (МВт)			Прогнозовані дані по роках (МВт)					
	2018 р.	2019 р.	2020 р.	2021 р.	2022 р.	2023 р.	2024 р.	2025 р.	2026р.
Максимальна електрична потужність	528	502	515	517	519	521	523	525	527
Мінімальна електрична потужність	155	151	148	149	150	151	152	153	154
(+)Збільш./ (-)зменш. від попер. року в %	-9,9%	-4,9%	2,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%

Перспективний щорічний обсяг попиту на електричну енергію та на споживання максимальної електричної потужності на рівні 0,4-0,6 % обумовлений розвитком інфраструктури курортних зон відпочинку на узбережжі морів та за рахунок сільгоспвиробників діяльність яких пов'язана зі зрошенням сільгоспкультур.

3. Фактичні та обґрунтовані прогнозні обсяги відпуску електричної енергії виробників електричної енергії, приєднаних до системи розподілу (визначені, де необхідно, у координації з ОСП)

Фактичний і перспективний щорічний обсяг виробництва електричної енергії виробниками електричної енергії, які розташовані на території Херсонської області та підключені до мереж ОСР (АТ “Херсонобленерго”) зазначений в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1

№	Генеруючі потужності, приєднанні до мереж компаній	Од.виміру	Фактичні дані по роках					Прогнозні дані по роках					
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	ТЕЦ	МВт	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
2	ГЕС	МВт	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
3	ВДЕ, з них	МВт	67,60	103,24	283,18	525,84	612,45	837,49	1 013,38	1 020,37	1 027,17	1 034,37	1 041,37
3.1	вітрові	МВт	34,80	34,80	74,80	173,40	173,40	173,40	303,40	303,40	303,40	303,40	303,40
3.2	сонячні	МВт	32,80	64,84	204,78	348,03	434,63	659,67	688,36	695,36	702,36	709,36	716,36
3.3	малі гідро	МВт	-	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,60	0,60	0,40	0,60	0,60
3.4	біомаса та інш.	МВт	-	3,20	3,20	4,02	4,02	4,02	21,02	21,02	21,02	21,02	21,02
4	Разом	МВт	491,60	527,24	707,18	949,84	1 036,45	1 261,49	1 437,38	1 444,37	1 451,17	1 458,37	1 465,37
	(+)Збільш./(-)зменш. від поперед. року	%		7,25	34,13	34,31	9,12	21,71	13,94	0,49	0,47	0,50	0,48

Фактичний і перспективний щорічний обсяг виробництва електричної потужності виробниками електричної енергії, які розташовані на території Херсонської області та підключені до мереж ОСР (АТ “Херсонобленерго”) зазначений в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2

№	Генеруючі потужності, приєднанні до мереж компаній	Од.виміру	Фактичні дані по роках					Прогнозні дані по роках					
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	ТЕЦ	тис.кВт*год	70 648	67 895	70 398	69 397	75 132	76 000	76 000	76 000	76 000	76 000	76 000
2	ГЕС	тис.кВт*год	1 042 131	1 146 937	1 375 828	1 000 921	652 752	660 000	670 000	680 000	690 000	700 000	700 000
3	ВДЕ, з них	тис.кВт*год	143 899	188 849	447 877	979 253	1 171 486	1 466 287	2 017 391	2 026 539	2 035 401	2 044 879	2 054 049
3.1	вітрові	тис.кВт*год	114 092	116 306	259 237	557 926	583 646	583 646	1 021 212	1 021 212	1 021 212	1 021 212	1 021 212
3.2	сонячні	тис.кВт*год	29 807	68 182	176 846	408 751	569 362	864 163	901 741	910 911	920 081	929 251	938 421
3.3	малі гідро	тис.кВт*год	0	81	660	748	616	616	924	924	616	924	924
3.4	біомаса та інш.	тис.кВт*год	0	4 280	11 134	11 828	17 862	17 862	93 514	93 492	93 492	93 492	93 492
4	Разом	тис.кВт*год	1 256 678	1 403 681	1 894 103	2 049 571	1 899 370	2 202 287	2 763 391	2 782 539	2 801 401	2 820 879	2 830 049
	(+)Збільш./(-)зменш. від поперед. року	%		11,70	34,94	8,21	-7,33	15,95	25,48	0,69	0,68	0,70	0,33

4. Заплановані та прогнозні рівні потужності в кожній точці приєднання системи розподілу до системи передачі та до систем розподілу інших ОСР та/або збільшення потужності для існуючих точок приєднання

Фактичні та прогнозні рівні потужності в кожній точці приєднання мереж ОСР (АТ "Херсонобленерго") до мереж оператора системи передачі НЕК "Укренерго" (далі - ОСП) та до мереж інших операторів системи розподілу (АТ "Миколаївобленерго", АТ "Укрзалізниця", ПАТ "Запоріжжяобленерго", АТ "ДТЕК Дніпровські Електромережі") зазначений в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1

Заплановані та прогнозні рівні потужності в кожній існуючій точці приєднання мереж АТ "Херсонобленерго" до мереж системи передачі та до мереж інших операторів системи розподілу при роботі мережі згідно схеми нормального режиму

№ з./п.	Найменування підстанції	Найменування ВЛ суміжної з іншим оператором	Фактичний рівень потужності (МВт)	Прогноз рівнів потужностей (МВт)					
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 330 кВ «Херсонська» (ОСП)	ПЛ-150 кВ ХНПЗ-1	68	68,34	68,68	69,02	69,36	69,70	70,05
2		ПЛ-150 кВ ХНПЗ-2	80	80,40	80,80	81,20	81,60	82,00	82,41
3	ПС 330 кВ «Каховська» (ОСП)	ПЛ-150 Л-65 Каховська ГЕС 1	49	49,25	49,50	49,75	50,00	50,25	50,50
4		ПЛ-150 Л-67 Каховська ГЕС 2	52	52,26	52,52	52,78	53,04	53,30	53,57
5		ПЛ-150 кВ ГНС-1	24	24,12	24,24	24,36	24,48	24,60	24,72
6		ПЛ-150 кВ ГНС-2	32	32,16	32,32	32,48	32,64	32,80	32,96
7		ПЛ-150 кВ Виноградово	33	33,16	33,32	33,49	33,66	33,83	34,00
8		ПЛ-150 кВ Цюрупинська	57	57,28	57,57	57,86	58,15	58,44	58,73
9		ПЛ-150 кВ Дудчино	20	20,10	20,20	20,30	20,40	20,50	20,60
10		ПЛ-35 кВ Берислав	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	1,00	1,01
11		ПЛ-35 кВ Токарівка	2,01	2,02	2,03	2,04	2,05	2,06	2,07
12		ПЛ-35 кВ Щорса-1	2,99	3,00	3,01	3,03	3,04	3,06	3,07
13		ПЛ-35 кВ Щорса-2	9,24	9,29	9,34	9,39	9,44	9,49	9,54
14		ПЛ-35 кВ Таврійська	2,23	2,24	2,25	2,26	2,27	2,28	2,29
15		ПЛ-35 кВ Коробки	2,5	2,51	2,52	2,53	2,54	2,55	2,56
16		ПЛ-35 кВ Чорнянка	0,76	0,76	0,77	0,77	0,77	0,78	0,78
17		КЛ-6 кВ Ф.601	1,09	1,09	1,10	1,10	1,11	1,11	1,12
18	КЛ-6 кВ Ф.604	0,14	0,14	0,14	0,14	0,142	0,14	0,14	
19	КЛ-6 кВ Ф.606	0,47	0,47	0,47	0,48	0,48	0,48	0,48	
20	КЛ-6 кВ Ф.622	2,42	2,43	2,44	2,45	2,46	2,47	2,48	
21	КЛ-6 кВ Ф.623	0,44	0,44	0,44	0,44	0,45	0,45	0,45	
22	КЛ-6 кВ Ф.624	2,6	2,61	2,62	2,63	2,64	2,65	2,66	
23	КЛ-6 кВ Ф.625	1,25	1,26	1,27	1,28	1,29	1,30	1,31	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
24	ПС 150 кВ «Нова»	ПЛ-150 Каїрка	13,3	13,36	13,42	13,49	13,56	13,63	13,70
25	Каховська ГЕС	ПЛ-150 кВ Микільська (Л-66)	53	53,26	53,53	53,80	54,07	54,34	54,61
26	ПС 150 кВ "Бериславська"	ПЛ-150 кВ «Каховська ГЕС- Нафтопровід 1» (Л-68) (Дн РДЦ)	-14,4	-13,68	-13	-12,3	-11,6	-10,8	-10,1
27		ПЛ-150 кВ «Каховська ГЕС- Нафтопровід 2» (Л-69) (Дн РДЦ)	6	6,03	6,06	6,09	6,12	6,15	6,18
28	ПС 150 кВ "П.Покровська"	ПЛ-150 кВ Жовтнева (МОЕ)	72	72,36	72,72	73,08	73,45	73,82	74,19
29	ПС 35 кВ "Калуга" (МОЕ)	ПЛ-35 кВ Б.Криниця	2,7	2,71	2,72	2,73	2,74	2,75	2,76
30	ПС 35 кВ "Тамаріно" (МОЕ)	ПЛ-35 кВ Вишнева	0,82	0,82	0,83	0,83	0,84	0,84	0,85
31		ПЛ-35 кВ Калінінська	0,47	0,47	0,47	0,48	0,48	0,48	0,48
32	ПС 35 кВ "Калінінська"	ПЛ-35 кВ Мічурино (МОЕ)	2,63	2,64	2,65	2,66	2,67	2,68	2,69
33	ПС 35 кВ "Кочубеївка"	ПЛ-35 кВ ІнГОК - Володимирівка (ДнЕМ — МОЕ)	0,44	0,44	0,44	0,44	0,45	0,45	0,45
34	ПС 150 кВ «Партизани тягова» (Укрзалізниця)	ПЛ-150 кВ Л-Н-4 «Новотроїцька»	-76	-72,2	-68,4	-64,6	-60,8	-57	-53,2
35		ПЛ-35 кВ Ф-31 «Партизани с/х»	0,98	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	1,01
36		ПЛ-35 кВ Ф-32 «Генічеськ»	5	5,03	5,06	5,09	5,11	5,14	5,17
37		ПЛ-35 кВ Ф-33 «Приазовська»	3,15	3,16	3,17	3,18	3,19	3,20	3,21
38	ПС 35 кВ «Сокологірне тягова» (Укрзалізниця)	ПЛ-35 кВ ф.32 «Новогригорівка»	0,7	0,70	0,71	0,71	0,72	0,72	0,72
39	ПС 35 кВ «Салькове тягова» (Укрзалізниця)	ПЛ-35 кВ ф.32 «Салькове-Чонгар с/х»	1,14	1,15	1,16	1,17	1,18	1,19	1,20
40		ЛЕП-10 кВ СХ-11	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
41	ПС 35 кВ «Чонгар тягова» (Укрзалізниця)	ПЛ-10 кВ ФР-14	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
42		ПЛ-10 кВ ФР-12	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
43	ПС 35 кВ «Гюнівка» (ЗОЕ)	ПЛ-35 кВ В.Рогачик (Л-355А)	1,64	1,65	1,66	1,67	1,68	1,69	1,70
44	ПС 35 кВ «Знам'янка» (ЗОЕ)	ПЛ-35 кВ Ушкалка	0,36	0,36	0,36	0,37	0,37	0,37	0,37
58	ПС 35 кВ «Н.Григорівка»	ПЛ-35 кВ Атманай (Л-603) (ЗОЕ)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
59	ПС 150 кВ «Чкалово» (ЗОЕ)	ПЛ-150 кВ Рубанівка	-15,9	-15,5	-15	-14,5	-14	-13,5	-13
60	ПС 150 кВ «Трифонівка»	ПЛ-150 кВ Кр. ТЕС 1 (Дн РДЦ)	6,8	6,83	6,86	6,89	6,92	6,95	6,98
61		ПЛ-150 кВ Кр. ТЕС 2 (Дн РДЦ)	6,8	6,83	6,86	6,89	6,92	6,95	6,98
62	ПС 150 кВ «Апостолівська» (ДТЕК Дніпровські ЕМ)	ПЛ-35 кВ Високопілля	1,8	1,81	1,82	1,83	1,84	1,85	1,86
63	ПС 150 кВ «Мар'янська» (ДТЕК Дніпровські ЕМ)	ПЛ-35 кВ Н.Воронцовська (Л-393)	1,8	1,81	1,82	1,83	1,84	1,85	1,86
64	ПС 35 кВ «Мар'янська-35» (ДТЕК Дніпровські ЕМ)	ПЛ-35 кВ Н.Воронцовська (Л-399а)	-15	-14,5	-14	-13,5	-13	-12,5	-12

5. Заходи з будівництва об'єктів системи розподілу, включаючи засоби РЗА, ПА і зв'язку, потреба в яких визначена ОСП відповідно до вимог підтримання належного рівня операційної безпеки

Планом розвитку Південної ЕС на період з 2022 по 2026 р.р. не передбачається виконання заходів з будівництва нових засобів РЗА, ПА і зв'язку, які будь — яким чином пов'язані з будівництвом нових засобів РЗА, ПА і зв'язку об'єктів АТ “Херсонобленерго”.

Але на існуючих об'єктах Південної ЕС є змонтовані, та не введені в експлуатацію напівкомплекти основних захистів ліній 150 кВ, які можливо буде ввести в експлуатацію після монтажу і налагодження відповідного обладнання РЗА на об'єктах АТ “Херсонобленерго”. До таких об'єктів АТ “Херсонобленерго” включено:

1. Згідно листа РДЦ Дніпровського регіону від 24.05.18. № 01-1/20937 в даний час для ПС-150 «Партизаны» (Запоріжобленерго, Дніпровська ЕС) розробляється проект реконструкції з заміною застарілих типів пристроїв РЗА на сучасні мікропроцесорні пристрої, включно з пристроями диференційно - фазних захистів по ПЛ-150кВ «Партизаны-Новотроицкая». Повний комплект диференційно — фазного захисту повинен включати в себе два напівкомплекти апаратури РЗА, розміщених на обох кінцях ПЛ-150кВ, і зв'язаних між собою високочастотним (ВЧ) каналом зв'язку по фазному проводу однієї із фаз даної ПЛ-150кВ, і з боку ПС-150 «Партизаны» такий напівкомплект проектується.

Так як ПС-150/35/10кВ «Новотроицкая» - це вузлова підстанція, яка включена в транзит 150кВ “ПС-330 Каховська” - “Дудчино” - “Новотроицкая” - “Партизаны”, з боку ПС-150кВ «Новотроицкая» АТ «Херсонобленерго» також планує встановити такий напівкомплект, який включає в себе наступну апаратуру:

1. Пристрій диференційно-фазного захисту типу Діамант L031 (або аналог);
2. ВЧ - фільтр приєднання;
3. ВЧ - конденсатор зв'язку;
4. ВЧ — загороджувач.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання АТ «Херсонобленерго», викладених в цій Програмі заплановано:

- на 2022 рік розробка ПКД: “Реконструкція РЗА ПС-150/35/10 кВ «Новотроицкая» з встановленням на ПЛ-150 кВ “Партизаны» захисту ДФЗ та комплекту ВЧ-обробки”;
- на 2023 рік - виконання робіт з монтажу і налагодження ДФЗ за цим проектом.

2. Згідно листа Дніпровської ЕС від 10.11.2009. №30-Пр8-09/4237, та листа РДЦ Південного регіону від 30.11.18. № 01-3/47264 Дніпровська ЕС вимагає забезпечити можливість замкнення транзиту ПЛ-150кВ «Каховская ГЕС — Цюрупинская — Чулаковская — Виноградовская — Каховская-330». Замкнення вказаного транзиту ПЛ-150кВ дозволить забезпечити повноцінне резервування споживачів, які живляться від кожної з названих ПС-150кВ, а також можливість видачі без обмежень потужності генеруючих станцій, які підключені до шин 10кВ ПС-150/35/10кВ «Цюрупинская», ПС-150/35/10кВ «Виноградовская» і до шин 150кВ ПС-150/35/10кВ «Чулаковская».

Для отримання можливості замкнення транзиту ПЛ-150кВ «Каховская ГЕС — Цюрупинская — Чулаковская — Виноградовская — Каховская-330», необхідно встановити на кожній ділянці ПЛ-150кВ основні захисти типу ДФЗ, для чого АТ “Херсонобленерго” запланувало наступні заходи:

3.1. На ПС-150 кВ “Виноградовская” у 2019 році закінчено реалізацію проекту ТОВ НТПЦ “Київенергомережпроект” “Реконструкція ПС-150/35/10 кВ “Виноградовская. В склад проекту і БМР увійшла реконструкція пристроїв РЗА мережі 150 кВ з встановленням резервних і основних захистів ДФЗ ПЛ-150 кВ “Каховская-330” та ПЛ-150 кВ “Чулаковская” типу Діамант L031 в комплекті з ВЧ - каналами в обох лініях.

3.2. На ПС-150 кВ “Цюрупинская” у 2020 році виконано БМР в обсязі встановлення

основних захистів ПЛ-150 кВ “Чулаковская” та ПЛ-150 кВ “Каховская-330” в комплекті з ВЧ - каналами в обох лініях: встановлено два напівкомплекти, які включають в себе наступну апаратуру:

1. Панель захисту ДФЗ типу Діамант L031 - 2шт;
2. ВЧ - фільтр приєднання - 2шт;
3. ВЧ - конденсатор зв'язку - 2шт;
4. ВЧ — загороджувач - 2шт.

3.3. На ПС-150 кВ “Чулаковская” ТОВ «ПРОЕНЕРДЖІ» виконано проектні роботи по об'єкту: «Реконструкція ПС 150кВ «Чулаковская» на території Голопристанського району Херсонської області» згідно технічних умов на підключення до шин 150 кВ ПС 150кВ «Чулаковская» фотогальванічної електростанції 50000 кВт. Замовник ТОВ “Атлас Кепітал Енерджи”. Згідно вказаного проекту на ПС 150кВ «Чулаковская» планується встановити секційний вимикач 150кВ та лінійні вимикачі 150 кВ для ПЛ- 150 кВ “Виноградово” та ПЛ-150 кВ “Цюрупинская”. Лінійні вимикачі 150 кВ комплектуються резервними захистами, та основними захистами ДФЗ ПЛ-150 кВ “Виноградовская” та ПЛ-150 кВ “Цюрупинская” типу Діамант L031 в комплекті з ВЧ - каналами в обох лініях. Реалізацію робіт за даним проектом заплановано у 2026 році.

Підсумкова таблиця заходів з будівництва об'єктів системи розподілу, включаючи засоби РЗА, ПА і зв'язку, потреба в яких визначена ОСП

№ з/п	Найменування заходів	Кошторисна/ оціночна вартість БМР, тис.грн	Рік виготовлення ПВР	Рік виконання БМР
1	«ПС 150/35/10 кВ «Новотроицкая». Реконструкція РЗА з встановленням на ПЛ-150 "Партизаны захисту ДФЗ та комплектів ВЧ-обробки»	1250	2022	2023
2	Реконструкція РЗА “Л-64” (Каховська ГЕС - Цюрупинская)	2600	2021	2022

6. Інформація щодо нових електроустановок виробництва електричної енергії, які мають бути приєднані до системи розподілу (на основі заяв про приєднання та іншої інформації, наявної в ОСР)

Перелік об'єктів відновлювальних джерел енергії з якими укладені договори та видані технічні умови АТ «Херсонобленерго» на приєднання до електричних мереж ОСР (АТ «Херсонобленерго») на період до 2026 року наведений в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1

№ п/п	*Об'єкт електроенергетики	Місце розташування (повна адреса місця розміщення електростанції)	Точка приєднання	Назва ПС 110-150 кВ, до якої передається потужність електростанції	Назва ПС 220-750 кВ (електростанції з РУ 220-750 кВ), в зоні дії якої перебуває електростанція	Вид джерела енергії (ВЕС, СЕС, Біогаз/БіомасаЕС, Міні/МікроГЕС)	Встановлена потужність по виданим ТУ, МВт	Рік введення в експлуатацію	Потужність, яка буде введена в експлуатацію
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ТОВ "ТІОТУ ЕНЕРДЖИ"	Білозерський р-н, с. Олександрівка, вул. Об'їзна, 1 (кадастровий номер: 6520380500:01:001:0159)	на кінцевих опорах ЛЕП-35кВ, що проектується до межі земельної ділянки замовника	ПС-150/35/10кВ «П. Покровская», ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ"	ПС Херсонська 331	СЕС	9,56	2 квартал 2021	9,56
2	ТОВ "АРС ЕНЕРЖІ"	Новотроїцький р-н., за межами населеного пункту смт. Новотроїцьке	ЛЕП-10кВ до додатково встановленої коміртки 10кВ на І с.ш. ЗРП-10кВ ПС-150/35/10кВ «Н. Троицкая»	ПС-150/35/10кВ «Н. Троицкая»	від Запорізьких електричних мереж (ПС 150кВ Б.Білозерка)	СЕС	5,7	2 квартал 2021	5,7
3	ТОВ "АРС ТРЕЙД"	м. Херсон, смт. Антонівка, пров. Янтарний, 35 та 35"А"	в місці приєднання двох ЛЕП-35кВ в РП-35кВ ФЕС що проектується ПС-35/6кВ "Консервная"	ПС-150/35/10кВ "ТЕЦ"	ПС Херсонська 330	СЕС	20	2 квартал 2021	20
4	ТОВ "Стар Південь Енерго"	в районі с. Червоний Перекоп, Каховського р-ну.	на виходах проводів з натяжних затискачів порталних відтяжних гірлянд ізоляторів І та ІІ секцій шин РП-35 кВ СЕС. ПС 150/35/10 "Дудчино"	ПС 150/35/10 "Дудчино"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	20	2 квартал 2021	20
5	ТОВ "ЗЕЛЕНГОСП-ХЕРСОН"	м. Херсон, смт Комишани, вул. Широка (Червоноармійська), буд. 1-3	в місці приєднання двох ЛЕП-150кВ в РП-150кВ пристанційного вузла ФЕС, що проектується	ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ"	ПС Херсонська 330	СЕС	19,98	2 квартал 2021	19,98
6	ТОВ "ЕКОТЕХ-ЮГ"	Бериславський р-н., сщ. Новорайськ, вул. Промислова, буд. б/н	в місці приєднання двох ЛЕП-10кВ до РП-10кВ СЕС, що проектується. ПС-35/10кВ "Новорайская".	ПС 150/35/10 "Трифоновская"	Криворізька ТЕС	СЕС	1,2	2 квартал 2021	1,2
7	ТОВ "ЕКОЛОГІЧНА ЕНЕРГІЯ"	Нововоронцовський р-н, землі Нововоскресенської сільської ради (кадастровий номер: 6524184000:02:001:0057)	в місці приєднання ЛЕП-150кВ, що проектується від І та ІІ с.ш. РП-150кВ ПС-150/35/10кВ "Трифоновка" до РП-150кВ СЕС, що проектується.	ПС-150/35/10кВ "Трифоновка"	Криворізька ТЕС	СЕС	20	2 квартал 2021	20
8	ТОВ "ЕКОЛОГІЧНА ЕНЕРГІЯ"	Нововоронцовський р-н, землі Мирнолюбівської сільської ради (кадастровий номер: 6524183000:03:001:0061)	в місці приєднання ЛЕП-150кВ, що проектується від І та ІІ с.ш. РП-150кВ ПС-150/35/10кВ "Трифоновка" до РП-150кВ СЕС, що проектується.	ПС-150/35/10кВ "Трифоновка"	Криворізька ТЕС	СЕС	9,5	2 квартал 2021	9,5
9	ТОВ "СОЛАР ЕНТЕРПРАЙЗ"	м. Херсон, в межах населеного пункту на території Антонівської сільської ради	в місці приєднання двох ЛЕП-6кВ в РП-6кВ СЕС, що проектується; 6кВ. ПС-35/6кВ "Киндийская"	ПС-150/35/10кВ "Цюрупинская"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	10	2 квартал 2021	10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	ТОВ "САН ГЛОБАЛ ЕНЕРДЖИ"	м. Таврійськ, на території Таврійської міської ради (кадастровий номер: 6510770800:02:001:0625)	в місці приєднання ЛЕП-35кВ до РП-35кВ СЕС, що проектується; ПС-35/10кВ "Таврійська".	ПС-330/150/35/6кВ "Каховська"	ПС-330/150/35/6кВ "Каховська"	СЕС	10	2 квартал 2021	10
11	ТОВ "ПетроНік"	м. Нова Каховка, м. Таврійськ, вул. Незалежності, буд. 29а	I — II черги: в місці приєднання ЛЕП-10 кВ, що проектується, до додатково встановленої комірки в РП-10 кВ ПС-35/10 кВ "Порт"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	5,1	2 квартал 2021	2,6
12	ТОВ «МВ Альянс»	Чаплинський р-н., с. Долинське, вул. Центральна (60 років Жовтня), буд. 1 "А" та буд. 1-б, та вул. Каховська, буд. 15	I-II черги: на вихідних клеммах комутаційного апарата (роз'єднувача) встановленого на опорі №81 ПЛ-10кВ Л-802 ПС-35/10кВ "Крестовка" на межі земельної ділянки замовника, 10 кВ. III черги: на вихідних клеммах комутаційного апарата (роз'єднувача) встановленого на кінцевій опорі ділянки ЛЕП-10кВ, що проектується від РП-10кВ ПС-35/10 кВ "Крестовка"	ПС 150/35/10 "Дудчино" ф.35-Р-2	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	5,1	2 квартал 2021	3,1
13	ТОВ "АТЛАС КЕПІТАЛ ЕНЕРДЖИ"	Голопристанський р-н, с/рада Новозбур'ївська	РП-150кВ ПС-150/35/10кВ «Чулаковка»	ПС-150/35/10кВ «Чулаковка»	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	50	2 квартал 2021	50
14	ТОВ "РЕНДЖИ ТАТАРБУНАРИ"	Іванівський р-н., за межами населеного пункту, с. Тимофіївка на території Благодатненської сільської ради	Основне живлення: в місці приєднання ЛЕП-10кВ до додатково встановленого КРПЗ на Іс.ш. 10кВ ПС-150/35/10кВ "Н.Тимофіївка"; 10кВ. Резервне живлення: в місці приєднання ЛЕП-10кВ до додатково встановленого КРПЗ на Іс.ш. 10кВ ПС-150/35/10кВ "Н.Тимофіївка"	ПС-150/35/10кВ "Н.Тимофіївка"	Каховська ГЕС	СЕС	9,99	2 квартал 2021	9,9
15	ТОВ "ГРІН АГРО СЕРВІС"	Новотроїцький р-н, с. Новотроїцьке (за межами населеного пункту)	в місці приєднання двох ЛЕП-10кВ до додатково встановлених комірок на I та Іс.ш. РП-10кВ ПС-150/35/10 кВ "Н.Троїцкая".	ПС-150/35/10 кВ "Н.Троїцкая"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	9,5	2 квартал 2021	9,5
16	ТОВ "СОНЯЧНА ФЕРМА ПЛЮС"	Білозерський р-н., с. Станіслав, Білозерське шосе, буд. 17	в місці приєднання двох ЛЕП-150кВ в РП-150кВ пристанційного вузла СЕС, що проектується.	ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ"	ПС Херсонська 330	СЕС	4	2 квартал 2021	4
17	ТОВ "Соларенерго"	Скадовський р-н., в районі с. Лазурне та с. Більшовик	I, II черга будівництва: на відгалужувальних затискачах, встановлених на лінійних проводах на оп. №6 відпайки від ПЛ-35 кВ «Ж.Порт-Молодежная» на ПС-35/0,4 кВ «Геолог». III черга будівництва: на відгалужувальних затискачах, встановлених на лінійних проводах переобладнаної в двоколову ПЛ-35 кВ «Ж.Порт-Молодежная». Номер опори визначити проектом.	ПС 150/35/10 "Чулаковская" ф.35-Бехтери-1	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	10	2 квартал 2021	1
20	ТОВ "СОЛАР ЛЕНД"	Каланчацький р-н, в адміністративних межах Мирненської селищної ради	на наконечниках лінії живлення в КРПЗ-35кВ ПС-150/35/10кВ "Нова"	ПС 150/35/10 "Новая"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	4	3 квартал 2021	4
18	ТОВ «Гелиосивашенерго»	с.Григорівка, берегова зона озера Сиваш Чаплинського р-ну		ПС 150/35/10 "Нова"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	5	4 квартал 2021	5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
19	ТОВ "ЕКОТЕХНОЛОГІЯ ГРУП"	Каланчацький р-н, сщ/рада Каланчацька, кадастровий номер 6523255100:02:001:0854	основне живлення: опора №89 ПЛ-35кВ "Каланчацька - Привілля"; резервне живлення: III с.ш. РП-35кВ ПС-35/10кВ "Каланчацька"	ПС 150/35/10 "Новая"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	3	4 квартал 2021	3	
21	Побутові абоненти по 0,4кВ						СЕС	7	2021	7
22	ТОВ "Е.Вінд"	Каховський р-н, Васильківська с/рада	в місці приєднання ЛЕП-35кВ, що проектується від РП-35кВ ПС-150/35/6 кВ "ГНС СОС", до РП-35 кВ ВЕС, що проектується	ПС-150/35/6 кВ "ГНС СОС"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	ВЕС	20	2 квартал 2022	20	
23	БК «Цементник»	м.Херсон	РП-35кВ ПС ХНПЗ	ПС 150/35/6 "ХНПЗ"	ПС Херсонська 330	ТЕС	17	2 квартал 2022	17	
24	ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ "БАТТЕНКРАФТ УКРАЇНА"	Великоолександрівський р-н, на території Малоолександрівської сільської ради	на вихідних клемах комутаційного апарата (реклоузера) на кінцевій опорі ділянки ЛЕП-10кВ, що проектується від опори №74 ПЛ-10кВ Л-1307 ПС-35/10кВ "В.Александровская" до межі земельної ділянки замовника та на вихідних клемах комутаційного апарата (реклоузера) на кінцевій опорі ділянки ЛЕП-10кВ, що проектується від опори опора №53 ПЛ-10кВ Л-1304 ПС-35/10кВ "В.Александровская" до межі земельної ділянки замовника	ПС 150/35/10 "Трифоновская"	Криворізька ТЕС	МініГЕС	0,2	2 квартал 2022	0,2	
25	ТОВ " ДНІПРО-БУЗЬКА ВІТРОВА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ"	Білозерський р-н., за межами с. Олександрівка	РП-150кВ пристанційного вузла ВЕС, в місці приєднання ЛЕП-150кВ, що проектується від додатково встановлених комірок на I та II с.ш. в ОП-150кВ ПС-150/35/10кВ "Посад Покровская", до РП-150кВ пристанційного вузла ВЕС; 150кВ.	150/35/10кВ "Посад Покровская"	ПС-330 "Херсонська"	ВЕС	110	2 квартал 2022	110	
26	ТОВ "МЕРЕЖІ ТРЕТЬОГО ТИСЯЧОЛІТТЯ"	Нижньосірогоський р-н, с. Сірогози, вул. Свободи, 9а (кадастровий номер: 6523884300:02:001:0061)	РП-35кВ ПС-35/10кВ "КХП"	ПС-150/35/10 кВ "Рубановка".	від Запорізьких електричних мереж (ПС 150кВ Б.Білозерка)	СЕС	0,989	4 квартал 2022	0,99	
27	ТОВ "МЕРЕЖІ ТРЕТЬОГО ТИСЯЧОЛІТТЯ"	Нижньосірогоський р-н, с. Сірогози, вул. Свободи, 9а/3 (кадастровий номер : 6523884300:02:001:0064)	ВРП-35кВ ТОВ "МЕРЕЖІ ТРЕТЬОГО ТИСЯЧОЛІТТЯ" (згідно пункту 4.1.36 Кодексу систем розподілу)	ПС-150/35/10 кВ "Рубановка".	від Запорізьких електричних мереж (ПС 150кВ Б.Білозерка)	СЕС	0,989	4 квартал 2022	0,99	
28	ТОВ "МЕРЕЖІ ТРЕТЬОГО ТИСЯЧОЛІТТЯ"	Нижньосірогоський р-н, с. Сірогози, вул. Свободи, 9а/2 (кадастровий номер : 6523884300:02:001:0063)	ВРП-35кВ ТОВ "МЕРЕЖІ ТРЕТЬОГО ТИСЯЧОЛІТТЯ" (згідно пункту 4.1.36 Кодексу систем розподілу)	ПС-150/35/10 кВ "Рубановка".	від Запорізьких електричних мереж (ПС 150кВ Б.Білозерка)	СЕС	0,989	4 квартал 2022	0,99	
29	ТОВ "МЕРЕЖІ ТРЕТЬОГО ТИСЯЧОЛІТТЯ"	Нижньосірогоський р-н, с. Сірогози, вул. Свободи, 9а/1 (кадастровий номер : 6523884300:02:001:0062)	ВРП-35кВ ТОВ "МЕРЕЖІ ТРЕТЬОГО ТИСЯЧОЛІТТЯ" (згідно пункту 4.1.36 Кодексу систем розподілу)	ПС-150/35/10 кВ "Рубановка".	від Запорізьких електричних мереж (ПС 150кВ Б.Білозерка)	СЕС	0,989	4 квартал 2022	0,99	
30	ТОВ "ЕНЕРГІЯ ТРЕТЬОГО ТИСЯЧОЛІТТЯ"	Нижньосірогоський р-н, с-ще Сірогози, вул. Свободи, 3 кадастровий номер:6523884300:02:001:0057	РП-35кВ ПС-35/10кВ "КХП"	ПС-150/35/10 кВ "Рубановка".	від Запорізьких електричних мереж (ПС 150кВ Б.Білозерка)	СЕС	0,99	4 квартал 2022	0,99	
31	ТОВ "ЕНЕРГІЯ ТРЕТЬОГО ТИСЯЧОЛІТТЯ"	Нижньосірогоський р-н, с-ще Сірогози, вул. Свободи, 3/1 кадастровий номер:6523884300:02:001:0058	ВРП-35кВ ТОВ "ЕНЕРГІЯ ТРЕТЬОГО ТИСЯЧОЛІТТЯ" (згідно пункту 4.1.36 Кодексу систем розподілу)	ПС-150/35/10 кВ "Рубановка".	від Запорізьких електричних мереж (ПС 150кВ Б.Білозерка)	СЕС	0,9	4 квартал 2022	0,9	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
32	ТОВ "ЕНЕРГІЯ ТРЕТЬОГО ТИСЯЧОЛІТТЯ"	Нижньосірогозький р-н, с-ще Сірогози, вул. Свободи, 3/2 кадастровий номер:6523884300:02:001:0059	ВРП-35кВ ТОВ "ЕНЕРГІЯ ТРЕТЬОГО ТИСЯЧОЛІТТЯ" (згідно пункту 4.1.36 Кодексу систем розподілу)	ПС-150/35/10 кВ "Рубановка".	від Запорізьких електричних мереж (ПС 150кВ Б.Білозерка)	СЕС	0,98	4 квартал 2022	0,98
33	ТОВ "ЕНЕРГІЯ ТРЕТЬОГО ТИСЯЧОЛІТТЯ"	Нижньосірогозький р-н, с-ще Сірогози, вул. Свободи, 3/3 кадастровий номер:6523884300:02:001:0060	ВРП-35кВ ТОВ "ЕНЕРГІЯ ТРЕТЬОГО ТИСЯЧОЛІТТЯ" (згідно пункту 4.1.36 Кодексу систем розподілу)	ПС-150/35/10 кВ "Рубановка".	від Запорізьких електричних мереж (ПС 150кВ Б.Білозерка)	СЕС	0,66	4 квартал 2022	0,66
34	ТОВ "ТІОТУ СОЛАР"	Білозерський р-н, с. Олександрівка, вул. Об'їзна, 2 (кадастровий номер: 6520380500:01:001:0190)	ВРП-35кВ ТОВ "ТІОТУ ЕНЕРДЖИ" (згідно пункту 4.1.36 Кодексу систем розподілу)	150/35/10кВ "Посад Покровская"	ПС-330 "Херсонська"	СЕС	0,98	4 квартал 2022	0,98
35	ТОВ "ТІОТУ СОЛАР"	Білозерський р-н, с. Олександрівка, вул. Об'їзна, 2 (кадастровий номер: 6520380500:01:001:0191)	ВРП-35кВ ТОВ "ТІОТУ ЕНЕРДЖИ" (згідно пункту 4.1.36 Кодексу систем розподілу)	151/35/10кВ "Посад Покровская"	ПС-330 "Херсонська"	СЕС	0,98	4 квартал 2022	0,98
36	ТОВ "ТІОТУ СОЛАР"	Білозерський р-н, с. Олександрівка, вул. Об'їзна, 2 (кадастровий номер: 6520380500:01:001:0193)	ВРП-35кВ ТОВ "ТІОТУ ЕНЕРДЖИ" (згідно пункту 4.1.36 Кодексу систем розподілу)	152/35/10кВ "Посад Покровская"	ПС-330 "Херсонська"	СЕС	0,98	4 квартал 2022	0,98
37	ТОВ "ТІОТУ СОЛАР"	Білозерський р-н, с. Олександрівка, вул. Об'їзна, 2 (кадастровий номер: 6520380500:01:001:0192)	ВРП-35кВ ТОВ "ТІОТУ ЕНЕРДЖИ" (згідно пункту 4.1.36 Кодексу систем розподілу)	153/35/10кВ "Посад Покровская"	ПС-330 "Херсонська"	СЕС	0,98	4 квартал 2022	0,98
38	ТОВ "ТІОТУ СОЛАР"	Білозерський р-н, с. Олександрівка, вул. Об'їзна, 2 (кадастровий номер: 6520380500:01:001:0194)	ВРП-35кВ ТОВ "ТІОТУ ЕНЕРДЖИ" (згідно пункту 4.1.36 Кодексу систем розподілу)	154/35/10кВ "Посад Покровская"	ПС-330 "Херсонська"	СЕС	0,98	4 квартал 2022	0,98
39	ТОВ "ТІОТУ СОЛАР"	Білозерський р-н, с. Олександрівка, вул. Об'їзна, 2 (кадастровий номер: 6520380500:01:001:0195)	ВРП-35кВ ТОВ "ТІОТУ ЕНЕРДЖИ" (згідно пункту 4.1.36 Кодексу систем розподілу)	155/35/10кВ "Посад Покровская"	ПС-330 "Херсонська"	СЕС	0,98	4 квартал 2022	0,98
40	ТОВ "ТІОТУ СОЛАР"	Білозерський р-н, с. Олександрівка, вул. Об'їзна, 2 (кадастровий номер: 6520380500:01:001:0188)	ВРП-35кВ ТОВ "ТІОТУ ЕНЕРДЖИ" (згідно пункту 4.1.36 Кодексу систем розподілу)	156/35/10кВ "Посад Покровская"	ПС-330 "Херсонська"	СЕС	0,98	4 квартал 2022	0,98
41	ТОВ "ТІОТУ СОЛАР"	Білозерський р-н, с. Олександрівка, вул. Об'їзна, 2 (кадастровий номер: 6520380500:01:001:0197)	ВРП-35кВ ТОВ "ТІОТУ ЕНЕРДЖИ" (згідно пункту 4.1.36 Кодексу систем розподілу)	157/35/10кВ "Посад Покровская"	ПС-330 "Херсонська"	СЕС	0,98	4 квартал 2022	0,98
42	ТОВ "ТІОТУ СОЛАР"	Білозерський р-н, с. Олександрівка, вул. Об'їзна, 2 (кадастровий номер: 6520380500:01:001:0196)	ВРП-35кВ ТОВ "ТІОТУ ЕНЕРДЖИ" (згідно пункту 4.1.36 Кодексу систем розподілу)	158/35/10кВ "Посад Покровская"	ПС-330 "Херсонська"	СЕС	0,98	4 квартал 2022	0,98
43	ТОВ "ТІОТУ СОЛАР"	Білозерський р-н, с. Олександрівка, вул. Об'їзна, 2 (кадастровий номер: 6520380500:01:001:0189)	ВРП-35кВ ТОВ "ТІОТУ ЕНЕРДЖИ" (згідно пункту 4.1.36 Кодексу систем розподілу)	159/35/10кВ "Посад Покровская"	ПС-330 "Херсонська"	СЕС	0,98	4 квартал 2022	0,98
44	ТОВ "ЕІР СТІМ"	Скадовський р-н, м. Скадовськ (кадастровий номер: 6524710100:02:001:0523)	на відгалужувальних затискачах на опорі №44 ПЛ-35кВ "Красное-Скадовск"	ПС 150/35/10 "Виноградовская"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	4,4	4 квартал 2022р.	4,4
45	Побутові абоненти по 0,4кВ					СЕС	7	2022	7
46	Побутові абоненти по 0,4кВ					СЕС	7	2023	7
47	Побутові абоненти по 0,4кВ					СЕС	7	2024	7
48	Побутові абоненти по 0,4кВ					СЕС	7	2025	7
49	Побутові абоненти по 0,4кВ					СЕС	7	2026	7

7. Дані щодо прогнозованої потужності приєднання нових електроустановок (на основі заяв про приєднання та доступної потужності в точках забезпечення потужності)

Перспективний приріст попиту на споживання електричної потужності споживачами, які планують підключитись до мереж ОСР (АТ "Херсонобленерго") проаналізовано на основі заяв про приєднання та виданих і нереалізованих технічних умов, зазначених в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1

№ п/п	Джерело живлення, ПС 20-150 кВ	Встановлена потужність ПС, МВт	Величина навантаження, МВт, зима/літо	Сумарна потужність замовлена до приєднання (чинні ТУ), МВт		Реалізовані ТУ, МВт					Заплановані заходи зі створення резерву потужності у ПРСР
				Всього	у т. ч. оплачено/ проавансовано	2016	2017	2018	2019	2020	
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	11	12
1	ПС 150/35/10 Бериславская	46	7,93/8,03	6,05	0,3	0,100	0	7,680	13,458	4,5148	резерв наявний
2	ПС 150/35/10 Виноградово	73,6	22,4/33,25	3,528	3,1	0,004	0	19,500	9,9335	19,4776	резерв наявний
3	ПС 150/35/10 ГНС КОС	161,92	21,73/9,83	0,373	0,188	0,046	0,003	0,063	0,0375	40,9302	резерв наявний
4	ПС 150/35/6 ГНС СОС	23	4,78/0	1	0,2	0	0	0	0	0	відсутня необхідність
5	ПС 150/35/10 Дудчино	73,6	19,45/6,48	3,601	0,35	1,280	1,920	1,060	0,0434	3,0373	резерв наявний
6	ПС 150/35/6 Карантинная	73,6	13,89/18,62	2,906	0,12	0	0	0	0,9808	1,5922	резерв наявний
7	ПС 150/10/10 Коммунальная	58,88	8,4/9,65	5,8	0,5	0,115	0,572	0,426	34,5897	1,2482	резерв наявний
8	ПС 150/35/10 Н.Алексеевка	46	16,28/11,51	0,376	0,3	0,039	0,007	0,022	0,3281	6,6596	резерв наявний
9	ПС 150/35/10 Н.Тимофеевка	73,6	20,3/5,93	0	0	0	0	0	0,141	0,3591	відсутня необхідність
10	ПС 150/35/10 Н.Троицкая	59,8	16,47/12,28	0,926	0,158	0,119	0,219	1,848	0,4895	1,1525	резерв наявний
11	ПС 150/35/6 Никольская	29,4	5,77/6,24	0	0	0,047	0,020	0	15,04	0,1543	відсутня необхідність
12	ПС 150/35/10 Нова	23	12,83/0	0	0	0	0	0	0	0,4	відсутня необхідність
13	ПС 150/35/10 П.Покровская	77,6	17,16/19,75	0,103	0,05	0	0	0	0,0304	11,6986	резерв наявний
14	ПС 150/35/10 Промбаза	46	12,58/16,0	2,322	0,156	0,034	0,893	0,069	0,5292	1,899	резерв наявний
15	ПС 150/35/10 Промышленная	115,92	13,98/20,51	1,17	0,716	0,002	0,023	0,037	0,1101	3,4752	резерв наявний
16	ПС 150/35/10 Рубановка	46	8,08/12,71	0,04	0,02	0,013	0,011	27,514	0,1941	1,0877	резерв наявний
17	ПС 150/35/10 Трифоновка	36,8	5,42/6,58	0,048	0	0	9,990	0	0,0611	20,5384	відсутня необхідність
18	ПС 150/35/6 ХНПЗ	110,4	17,09/23,24	6,623	0,554	0,024	0	0	0,1187	3,0972	резерв наявний
19	ПС 150/35/10 Цюрупинская	94,76	18,11/25,02	1,602	0,564	0	0,015	31,000	1,8356	29,7142	резерв наявний
20	ПС 150/35/10 Чулаковская	46	13,32/14,0	0,499	0,888	0	0	0	5,2325	4,1584	резерв наявний
21	В.Лепетихская 35/10	11,59	2,11/3,85	0,986	0,2	0,187	0,490	0,455	0,5477	0,5177	резерв наявний
22	М.Лепетихская 35/10	8,1	0,28/0,44	0,3	0,05	0,212	5,115	0,038	0,187	0	резерв наявний
23	Николаевка 35/10	5,8	0,22/0,24	0,051	0,01	0,009	5,118	0,031	0,024	0,054	відсутня необхідність
24	В.Рогачинская 35/10	7,36	1,18/1,61	0,113	0,02	0,053	0,072	0,108	0,1545	0,1309	відсутня необхідність
25	Ушкалка 35/10	3,96	0,27/0,33	0	0	0	0	0,004	0,057	0,0701	відсутня необхідність
26	Первомаевка 35/10	2,3	0,36/0,30	0,064	0,03	0,014	0,036	0,039	0,13	0,1379	відсутня необхідність

	12	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
27	Самойловка 35/10	2,3	0,11/0,14	0,013	0	0,004	0,004	0,029	0,053	0,0151	відсутня необхідність
28	Н.Воронцовская 35/10	7,36	0,66/1,33	0,2123	0,05	0,008	0,077	0,065	0,2163	0,2625	відсутня необхідність
29	Пограничная 35/10	3,68	0,28/0,42	0,137	0,05	0,020	0,037	0,003	0,0756	0,0458	відсутня необхідність
30	Хрещеновская 35/10	2,3	0,13/0,11	0,0204	0	0	0	0	0	0	відсутня необхідність
31	Осокоровская 35/10	2,3	0,16/0,34	0,0413	0	0,004	0	0	0,0255	0,0471	відсутня необхідність
32	Пионер 35/10	4,6	0,19/0,22	0,0724	0	0	0,008	0	0,009	0	відсутня необхідність
33	З.Балка 35/10	2,3	0,19/0,13	0	0	0	0	0	0	0	відсутня необхідність
34	Беляевская 35/10	4,6	0,11/0,19	0,0034	0	0	0	0	0,0246	0,0249	відсутня необхідність
35	Янтарная 35/10	2,3	0,27/0,19	0,0074	0	0,013	0	0	0,0055	0	відсутня необхідність
36	Светличная 35/10	1,47	0,2/0,3	0,0065	0	0	0	0	0,0112	0	відсутня необхідність
37	Гавриловская 35/10	2,3	0,31/0,36	0,06	0	0,003	0	0,050	0	0,0145	відсутня необхідність
38	Воскресеновская 35/10	2,3	0,17/0,17	0	0	0	0	0	0	0,0175	відсутня необхідність
39	Червонофлотская 35/10	2,3	0,13/0,16	0,01	0	0	0	0	0,061	0,05	відсутня необхідність
40	Новодмитровская 35/10	2,3	0,27/0,34	0	0	0,010	0,008	0,005	0,138	0,042	відсутня необхідність
41	Б.Криницкая 35/10	5,98	0,28/0,42	0,376	0,05	0,006	0,004	0,005	0,014	0,0835	відсутня необхідність
42	Калининская 35/10	4,6	0,38/0,47	0,112	0,02	0,007	0,001	0,002	0,0135	0,0965	відсутня необхідність
43	В.Александровская 35/10	7,36	1,61/2,45	0,382	0,1	0,138	0,192	0,216	0,1861	0,2532	резерв наявний
44	Н.Кубанская 35/10	3,3	0,3/0,3	0,024	0	0,006	0	0,021	0,013	0,026	відсутня необхідність
45	Борозенская 35/10	4,6	0,36/0,42	0,0063	0	0,002	0,005	0,004	0,024	0,054	відсутня необхідність
46	Колос 35/10	1,47	0,06/0,06	0	0	0,003	0	0	0,0061	0	відсутня необхідність
47	Вишневая 35/10	1,47	0,08/0,16	0,220	0,05	0,010	0,002	0,013	0,002	0,0125	відсутня необхідність
48	Высокопольская 35/10	4,6	0,8/1,17	0,5484	0,08	0,044	0,043	0,171	0,1736	0,536	відсутня необхідність
49	Архангельская 35/10	2,94	0,58/0,61	0,242	0,02	0,043	0,038	0,068	0,5619	0,088	відсутня необхідність
50	Вознесеновская 35/10	2,3	0,08/0,16	0,0195	0	0	0	0	0	0,05	відсутня необхідність
51	Кочубеевка 35/10	2,3	0,25/0,33	0,01	0	0	0,025	0,041	0	0,0125	відсутня необхідність
52	Геническая 35/10	18,4	4,11/8,21	3,749	1	0,590	0,656	1,024	1,2108	2,6661	резерв наявний
53	Петровка 35/10	2,3	0,45/1,06	0,121	0	0,036	0,034	0,022	0,044	0,016	відсутня необхідність
54	Партизаны 35/10	3,68	0,67/1,13	0,220	0,05	0,063	0,049	0,039	0,0431	0,2125	відсутня необхідність
55	Н.Григорьевка 35/10	3,22	0,52/0,7	0,054	0	0,003	0,019	0,033	0,031	0,01	відсутня необхідність
56	Чонгар 35/10	4,6	0,52/0,66	1,014	0,3	0,129	0	0	0,1	0,405	резерв наявний
57	Приазовская 35/10	5,98	0,66/1,17	0,321	0,1	0,030	0,038	0,097	0,0972	0,2	резерв наявний
58	Викторовка 35/10	2,3	0,23/0,47	0,034	0	0,01	0,03	0,02	0,031	0,0322	відсутня необхідність
59	Озеряне 35/10	2,3	0,06/0,05	0	0	0	0,01	0	0	0	відсутня необхідність
60	Генгорка 35/10	7,36	1,39/0,64	2,076	1,2	0,42	0,81	0,91	0,431	0,6065	резерв наявний

	12	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
61	Стрелковое 35/10	9,48	1,23/0,94	2,173	0,8	0,65	0,29	0,33	1,202	0,7775	резерв наявній
62	Щасливцево 35/10	9,2	1,72/1,27	5,032	1,2	0,8	1,51	1,01	1,5446	2,7573	резерв наявній
63	Голопристанская 35/10	23,92	4,36/5,92	1,934	0,9	0	0	0	2,4244	1,0909	резерв наявній
64	Н.Збурьевка 35/10	2,3	1,44/1,67	0,745	0,3	0,09	0,06	0,13	1,147	0,4174	резерв наявній
65	Кардашинка 35/10	3,68	0,66/0,58	0,192	0	0,01	0,03	0,06	0,6185	0,1061	відсутня необхідність
66	Гладковская 35/10	2,3	1,16/1,31	0,09	0	0,09	0,06	0,17	0,4744	0,1263	відсутня необхідність
67	Геройское 35/10	2,3	0,55/0,78	0,0234	0	0,01	0	0	0,007	0,0415	відсутня необхідність
68	Долматовка 35/10	5,98	1,33/1,72	0,0695	0	0,05	0,07	0,05	0,1236	0,1056	відсутня необхідність
69	М.Копани 35/10	2,3	0,7/0,73	0,307	0,12	0,06	0,02	0,14	0,031	0,2191	резерв наявній
70	Сов.Азербайджан 35/10	2,3	0,89/1,02	0,087	0	0,02	0,02	0,02	0,0771	0,0435	відсутня необхідність
71	Коминтерн 35/10	8,83	1,33/1,48	0,538	0,1	0,05	0	0,07	0,561	0,515	резерв наявній
72	В.Дружина 35/10	2,3	0,75/0,89	0,147	0,05	0,05	0,05	0,04	0	0,05	відсутня необхідність
73	Бехтеры 35/10	4,6	1,84/2,06	0,241	0,1	0,099	0,128	0,123	0,1926	0,2335	відсутня необхідність
74	Ж.Порт 35/10	18,4	6,7/2,69	3,443	1,5	0,97	1,53	0,81	1,632	1,355	резерв наявній
75	Памятное 35/10	2,3	0,55/0,63	0,052	0	0,06	0	0	0,01	0,057	відсутня необхідність
76	Б.Остров 35/10	3,68	1,69/1,67	0,362	0,1	0,04	0,91	0,15	0,1795	0,4675	резерв наявній
77	Большевик 35/10	3,68	1,05/0,8	1,1197	0,3	0,13	0,18	0,14	0,3266	0,1844	резерв наявній
78	Ивановка 35/10	5,98	1,52/1,97	0,224	0,1	0,19	0,1	0,18	0,079	0,1315	резерв наявній
79	Благодатная 35/10	4,65	0,45/0,42	0,0126	0	0	0,02	0,09	0,07	0,01	відсутня необхідність
80	Дружбовка 35/10	3,68	0,44/0,42	0	0	0,04	0,01	0,02	0,072	0	відсутня необхідність
81	Фрунзе 35/10	3,68	0,31/0,5	0,0132	0	0,04	0,03	0,03	0,017	0,1076	відсутня необхідність
82	Н.Серогозы 35/10	5,98	1,47/1,08	0,244	0,02	0,07	0,2	0,1	0,072	0,057	відсутня необхідність
83	Трофимовка 35/10	2,3	0,22/0,25	0	0	0	0	0	0,034	0,0165	відсутня необхідність
84	Первопокровка 35/10	4,6	0,8/1,03	0,0925	0	0	0	0	0	0,05	відсутня необхідність
85	Вербы 35/10	3,77	0,6/0,92	0,025	0	0,09	0,08	0,07	0,046	0	відсутня необхідність
86	Степная 35/10	3,77	0,64/0,83	0,191	0,02	0,03	0,03	0,05	0,2045	0,005	відсутня необхідність
87	КХП 35/10	2,3	0,1/0,16	0,01	0	0	0	0,01	0,0015	0	відсутня необхідність
88	Каховская 35/6	23	4,12/1,55	2,5799	0,8	0	0	0	0,5856	0,8842	резерв наявній
89	Каховская 35/10	11,59	0,8/12,13	0,146	0	0	0	0	0,0581	0,0315	відсутня необхідність
90	Коробки 35/10	3,4	0,56/0,47	3,3288	0,3	0	0,01	0,09	0,005	0,05	резерв наявній
91	К. Перекоп 35/10	3,77	0,44/0,59	0,299	0,05	0,05	0,03	0,03	0,016	0,097	відсутня необхідність
92	Тавричанка 35/10	4,65	0,52/0,83	0,698	0,01	0	0,02	0,02	0,918	0,01	відсутня необхідність
93	Чернянка 35/10	7,36	0,56/0,69	0,1324	0,02	0,02	0,01	0,01	0,069	0,027	відсутня необхідність
94	Ретранслятор 35/10	5,8	0,31/0,5	0,4784	0,1	0,07	0,01	0	0,069	40,242	резерв наявній
95	ПС 35/10 «НС-5МК»	2,3	0,03/0,17	0	0	0	0	0	0,0211	0,025	відсутня необхідність
96	Заозерная 35/10	2,3	0,08/0,22	0,053	0	0,02	0,01	0	0,053	0	відсутня необхідність

	12	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
97	НС-6 по Р-1-1 35/10	1,47	0,08/0,17	0,105	0	0	0	0	0,0025	0	відсутня необхідність
98	ПС 35/10 «НС-3МК»	1,66	0,03/0,08	0	0	0	0	0	0,0015	0,0305	відсутня необхідність
99	Р.Люксембург 35/10	2,3	0,16/0,55	0,004	0	0	0,02	0	0	0,004	відсутня необхідність
100	Краса Херсонщини 35/10	9,48	0,36/0,66	0,1388	0	0	0	0	0,0092	0,0284	відсутня необхідність
101	Каменка 35/10	4,6	0,36/0,3	0,1144	0	0,01	0,02	0,03	0,0966	0,054	відсутня необхідність
102	Любимовка 35/10	7,36	1,28/1,83	0,8706	0,1	0,21	0,04	0,09	9,1093	0,394	резерв наявний
103	Чорноморовка 35/10	2,3	0,41/0,88	0,6416	0,2	0	0	0	0,099	0,0645	резерв наявний
104	Богдановка 35/10	2,3	0,25/0,27	0,2621	0,05	0	0,01	0,01	0,227	0,035	відсутня необхідність
105	Горностаевка 35/10	5,98	0,81/2,09	0,2589	0,05	0,05	0,02	0,18	0,3085	0,1978	відсутня необхідність
106	Каиры 35/10	2,3	0,22/0,67	0,2146	0,02	0,02	0,08	0,11	0,020	0,026	відсутня необхідність
107	Ольгино 35/10	2,3	0,14/0,67	0,005	0	0	0	0,02	0	0	відсутня необхідність
108	Б.Благовещенка 35/10	3,96	0,45/0,16	0,0703	0	1	0,07	0	0,079	0,028	відсутня необхідність
109	Константиновка 35/10	4,6	0,47/0,63	0,383	0,05	0,19	0,26	0,03	0,0694	0,1053	відсутня необхідність
110	Качкаровская 35/10	2,3	0,39/0,55	0,5415	0,1	0	0,02	0,02	3,9293	9,8252	резерв наявний
111	Софиевка 35/6 (зрош.)	3,68	0,05/0	0	0	0	0	0	0	0	відсутня необхідність
112	Космос 35/6 (зрош.)	7,36	0,02/0	0	0	0	0	0	0	0	відсутня необхідність
113	Н.Каирская 35/10	0,92	0,19/0,20	0	0	0	0,01	0	0	0	відсутня необхідність
114	Сухановская 35/10 (зрош.)	1,47	0,05/0,08	0,011	0	0	0	0	0	0	відсутня необхідність
115	Н.Райская 35/10	4,6	0,55/0,86	1,2384	0,2	0,04	0,02	0,02	0,035	0,022	резерв наявний
116	Зоря 35/10	10,3	2,11/3,83	1,6844	0,3	0,08	0,1	0,08	0,5232	0,045	резерв наявний
117	Высоковская 35/10	9,48	0,33/0,31	0,01	0	0,01	0	0,01	11,55	0	відсутня необхідність
118	Змеевка 35/10	4,6	0,66/0,81	0,1263	0	0,06	0,05	0,09	0,2498	0,1472	відсутня необхідність
119	Львовская 35/10/6	4,6	0,38/0,72	0,0784	0	0,02	0	0,02	0,0795	0,076	відсутня необхідність
120	Тягинская 35/10	2,94	0,38/0,55	0,1495	0	0,02	0,01	0,09	0,0442	0,0344	відсутня необхідність
121	Раковская 35/10	2,3	0,13/0,13	0	0	0	0	0	0	0	відсутня необхідність
122	Кировская 35/10	4,6	1,36/0,19	0,146	0	0,01	0	0,01	0	0,05	відсутня необхідність
123	Козацкая 35/10	4,6	1,2/1,42	0,5739	0,1	0,01	0,02	0,17	0,1969	0,1966	резерв наявний
124	К.Маяк 35/10	2,3	0,3/0,5	0	0	0,03	0,01	0	0	0	відсутня необхідність
125	Костырка 35/10	1,66	0,11/0,09	0	0	0	0	0	0,007	0	відсутня необхідність
126	Зареченская 35/10	2,3	0,44/0,39	0,244	0,05	0	0	0	0,0632	0,0396	відсутня необхідність
127	Порт 35/10	11,59	1,17/1,47	2,6894	0,3	0,03	0,02	5,18	0,1436	0,3067	резерв наявний
128	Днепряны 35/10	3,68	1/0,02	0,1337	0,2	0,03	0,02	0,01	0,1001	0,1235	резерв наявний
129	Щорса 35/10	29,44	5,09/7,14	3,1762	0,3	0	0,01	0	0,003	0,6168	резерв наявний
130	Щорса 35/6	3,68	0,79/2,34	0,6885	0,2	0,25	0,59	0,14	0,4247	0,2615	резерв наявний
131	Основа 35/10	11,59	1,84/2,39	2,0727	0,4	0,56	0,06	0,07	0,3253	5,2472	резерв наявний

	12	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
131	Таврийская 35/10	5,15	0,09/0,78	0,03	0	0	0,4	0	0	0	відсутня необхідність
132	Громовка 35/10	5,98	0,83/0,8	0,033	0	0,01	0,04	0,03	0,019	0,0256	відсутня необхідність
133	Васильевка 35/10	2,3	0,44/0,17	0	0	0	0	0	0	0	відсутня необхідність
134	Н.Михайлока 35/10	2,3	0,33/0,42	0,8	0,05	0	0	0	0,0442	0,01	відсутня необхідність
135	Отрадовка 35/10	1,47	0,31/0,66	0,0419	0	0	0,01	0,02	0,015	0,0205	відсутня необхідність
136	Подове 35/10	4,6	0,47/0,55	0,2853	0,04	0,05	0,01	0,02	0,0801	0,0785	відсутня необхідність
137	Попелак 35/10	2,3	0,25/0,23	0,2574	0,05	0	0	0	0,2661	0,01	відсутня необхідність
138	Сиваши 35/10	5,98	0,7/1,59	0,0661	0	0,01	0,01	0,02	0,0342	0,0667	відсутня необхідність
139	Федоровка 35/10	4,6	0,34/0,34	0,0908	0	0	0	0,01	0,016	0,0556	відсутня необхідність
140	Чкалово 35/10	5,98	0,86/1,34	0,081	0	0	0,01	0,02	0,024	0,0496	відсутня необхідність
141	Скадовская 35/10	18,4	4/6,77	3,1007	0,3	0,52	0,39	0,47	1,2061	1,2706	резерв наявній
142	Приморская 35/10	5,98	0,27/0,27	0,4394	0	0,02	0,01	0,04	0	0,104	відсутня необхідність
143	Грушевка 35/10	3,68	0,17/0,36	0,007	0	0	0	0,01	0,06	0,01	відсутня необхідність
144	Таврия 35/10	5,98	0,22/0,33	0,0434	0	0	0	0	0,0121	0	відсутня необхідність
145	Н.Николаевка 35/10	5,98	0,25/0,39	0,07	0	0,02	0,07	0,05	0,1602	0,112	відсутня необхідність
146	Красная 35/10	7,36	0,64/0,61	0,1349	0	0,04	0,04	0,11	0,0826	0,0483	відсутня необхідність
147	Н.Российская 35/10	4,6	0,23/0,61	0,1035	0	0,01	0,04	0,06	0,06	0,0035	відсутня необхідність
148	Молодежная 35/10	9,48	1,36/1,36	5,2619	0,5	0,28	0,29	0,7	1,166	1,5457	резерв наявній
149	Михайловка 35/10	2,3	0,23/0,34	0,063	0	0,04	0,02	0,03	0,115	0,063	відсутня необхідність
150	Птаховка 35/10	2,3	0,3/0,47	0,212	0	0	0	0	0,033	0,038	відсутня необхідність
151	Береговая 35/10	4,6	0,22/0,23	0,332	0	0	0	0	0,012	0,012	відсутня необхідність
152	Морская 35/10	5,98	0,01/0,03	0	0	0	0	0	0	0	відсутня необхідність
153	Широкая 35/10	2,3	0,48/0,48	0,0348	0	0,03	0	0,03	0,021	0,005	відсутня необхідність
154	Лесная 35/10	9,48	2,61/4,45	2,2165	0,3	0	0	0	2,4353	1,0446	резерв наявній
155	Б.Копани 35/10	5,98	1,48/1,48	1,7381	0,4	0,4	0,05	0,17	0,4415	0,3976	резерв наявній
156	Подокалиновка 35/10	1,47	0,48/0,53	0,2274	0,1	0	0,08	0,09	0,1255	0,0405	резерв наявній
157	Тарасовка 35/10	3,22	0,56/0,59	0,1336	0	0,01	0,02	0,07	0,0815	0,086	відсутня необхідність
158	Брилевка 35/10	7,36	0,69/0,98	0,049	0	0,05	0	0	0,0505	0,011	відсутня необхідність
159	Н.Маячка 35/10	7,36	1,75/2,03	0,6229	0	0,01	0,01	0,25	0,396	0,044	відсутня необхідність
160	Ст.Маячка 35/10	2,3	0,63/0,63	0,0575	0	0,01	0,06	0	0,1085	0,041	відсутня необхідність
161	Костогризово 35/10	3,68	0,2/0,27	0,210	0,02	0	0,04	0,01	0,039	0,01	відсутня необхідність
162	К.Лагерь 35/10	4,6	0,66/1,25	1,103	0,05	0,03	0,2	0,09	0,912	0,3586	резерв наявній
163	Раденская 35/10	2,3	0,86/1,03	2,3032	0,4	0,05	0,08	0,24	0,3372	0,0695	резерв наявній
164	Чаплинка 35/10	14,63	2,3/3,53	3,8035	0,3	0,27	0,11	0,14	0,2787	0,4349	резерв наявній
165	Григорьевка 35/10	4,6	0,72/0,91	0,795	0,15	0	0	0,03	0,0562	0,0316	резерв наявній
166	Аскания Нова 35/10	7,36	0,8/1,02	0,5667	0,1	0	0,01	0,03	1,638	1,5602	резерв наявній

	12	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
167	К.Владимировка 35/10	7,36	0,8/0,51	0,5715	0,1	0,01	0,01	0,75	0,428	0,573	резерв наявній
168	Шевченко 35/10	1,66	0,38/0,45	0,48	0,05	0	0,13	0,01	0,0091	0,34	відсутня необхідність
169	Балтазаровка 35/10	2,3	0,27/0,45	0	0	0,01	0	0,01	0,009	0	відсутня необхідність
170	Хрестовка 35/10	2,3	0,66/0,3	0,1445	0	0	0	5,12	0,0501	0,26	відсутня необхідність
171	Строгановка 35/10	2,3	0,33/0,52	0,0035	0	0,02	0	0	0,0062	0	відсутня необхідність
172	Маркеево 35/10	1,47	0,06/0,08	0,0081	0	0	0	0	0	0	відсутня необхідність
173	Каланчак 35/10	11,59	1,84/3,03	1,3995	0,1	0,09	0,08	0,04	0,1759	0,1487	резерв наявній
174	Приволье 35/10	2,3	0,75/0	0,3286	0,05	0,03	0,06	0,21	2,9573	0,2487	відсутня необхідність
175	Ключевая 35/10	2,3	0,44/0,78	0,1815	0	0	0,01	0,01	0,0574	0,0245	відсутня необхідність
176	Н.Киевка 35/10	1,66	0,22/0,27	0,021	0	0	0	0	0,006	0	відсутня необхідність
179	К.Чабан 35/10	2,3	0,25/0,28	1,264	0,05	0	0,01	0	0,005	4,952	відсутня необхідність
180	Мирная 35/10	7,45	0,36/0,52	0,1165	0	0	0,01	0,01	0,0271	0,0095	відсутня необхідність
181	Комсомольская 35/6	29,44	9,76/16,21	9,275	4	0,52	0,94	1,92	2,1242	2,1929	резерв наявній
182	Бетонверфь 35/6	11,59	0,44/0,85	0	0	0	0	0	0	0	відсутня необхідність
183	Киндийская 35/6	18,4	3,01/2,7	1,672	0,2	0,46	0,34	0,8	1,1922	1,013	резерв наявній
184	Консервная 35/6	16,1	1,99/7,23	3,352	0,45	0,23	0,19	0,26	0,3142	0,3438	резерв наявній
185	Оч.Сооружения 35/6	18,4	2,74/3,73	0,7511	0,3	0,2	0,44	5,73	1,0264	0,6055	резерв наявній
186	Текстильная 35/6	29,44	10,21/11,38	3,189	0,7	0,25	0,26	0,29	1,0226	0,9398	резерв наявній
187	Дзержинская 35/6	29,44	2,15/2,71	1	0,35	0,24	0,31	0,32	1,1178	2,1392	резерв наявній
188	Заводская 35/6	29,44	3,85/5,4	0,76	0,17	0,17	0,24	0,54	0,9786	0,6215	резерв наявній
189	Строительная 35/6	12,7	2,11/5,32	0,649	0,15	0,07	0,09	0,24	0,3614	0,2202	резерв наявній
190	Днепровская 35/6	29,44	4,29/7,81	2,86	0,05	0,24	0,3	0,97	1,055	0,688	відсутня необхідність
191	Кошевая 35/6 1Т	11,59	2,86/4,16	1,379	0,14	0,73	0,75	0,63	1,1235	0,8808	резерв наявній
192	Островная 35/6	18,4	2,08/3,37	0,25	0	0	0	0,04	0	0	відсутня необхідність

	12	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
193	Северная 35/10	25,22	6,95/5,86	0,5565	0	0	0	0	2,0199	0,9839	відсутня необхідність
194	ТОК 35/10	7,36	0,47/0,63	0,3	0	0	0	0	0,25	0	відсутня необхідність
195	Солнечная 35/10	2,3	0,11/0,23	0,206	0	0	0,02	0,01	0,01	0	відсутня необхідність
196	Сухарная 35/10	18,4	4,25/7,67	0,466	0	0,43	0,08	0,57	0,3688	0,416	відсутня необхідність
197	Камышаны 35/10	9,48	0,63/0,75	0,926	0,1	0,02	0,07	0,11	5,218	0,3414	резерв наявній
198	МИС 35/10	7,36	1,33/2,19	0,757	0,2	0	0	0	0,5571	0,7958	резерв наявній
199	Антоновская 35/10	0,92	0,2/0	0	0	0,07	0,12	0,07	0	0	відсутня необхідність
200	Антоновская 35/6	3,68	0,85/0,55	0,2513	0,1	0	0	0	0,2862	0,2027	резерв наявній
201	Белозерская 35/10	12,88	1,64/1,98	0,4577	0,12	0,15	9,14	0,45	0,5501	0,3231	резерв наявній
202	Прогресс 35/10	2,3	0,44/0,27	0,01	0	0,02	0,04	0,01	0	0,005	відсутня необхідність
203	Ш.Балка 35/10	4,6	0,63/0,470/0	0,7457	0,12	0,02	0,05	0,03	0,3181	0,1205	резерв наявній
204	Советская 35/10	4,6	0,34/0,42	0,1918	0	0,02	0	9,2	0,005	0,053	відсутня необхідність
205	Чернобаевка 35/10	7,36	0,78/2,0	0,624	0,2	0,13	0,23	0,38	0,7778	0,3777	резерв наявній
206	Дарьевская 35/10	6,62	1,48/1,88	1,2377	0,23	0,11	0,04	0,03	0,481	0,1018	резерв наявній
207	Станислав 35/10	5,8	0,94/0,59	0,3816	0,05	0,05	0,19	0,13	0,4129	0,092	відсутня необхідність
208	Александровка 35/10	2,3	0,34/0,27	0,2218	0,04	0,01	0,01	0,02	0,2038	9,6252	відсутня необхідність
209	Токаревка 35/10	5,98	0,56/0,81	2,262	0,06	0,11	0,08	0,1	0,0416	0,03	відсутня необхідність
210	Ингулецкая 35/10	3,68	0,2/0,31	0,1354	0	0	0,01	0,01	0,06	0,037	відсутня необхідність
211	Восточная 35/10	11,59	0,7/0,83	0,151	0	0,01	0,01	0,07	0,018	0,067	відсутня необхідність
212	Киселёвка 35/10	2,3	0,63/0,44	0,0039	0	0,01	0,05	15,04	0,341	0,1225	відсутня необхідність
213	Правдино 35/10	2,3	0,39/0,27	0,0395	0	0,01	0,01	0	0,007	0,0195	відсутня необхідність
214	Торговая 35/10	3,68	1,25/1,8	0,379	0	0,22	0,6	0,15	5,5125	0,3	відсутня необхідність
215	Г.Велетень 35/10	4,6	1,14/0,94	0,784	0	0,06	0,09	0,08	0,1601	0,1011	відсутня необхідність
216	Садово 35/10	2,3	0,23/0,47	0,2902	0,05	0,05	0,13	0,22	0,113	0,149	відсутня необхідність
217	Батумская 35/10	2,3	0,55/0,28	0,1644	0	0,03	0,03	0,25	0,3	0,1935	відсутня необхідність
218	Музыковская 35/10	2,3	0,78/0,63	0,580	0,03	0	0,09	0,12	0,3923	0,194	відсутня необхідність

8. Дані щодо потужності в енерговузлах системи розподілу, урахуваючи формування переліку елементів мережі, що спричиняють обмеження та/або неналежну якість електропостачання споживачів, які потребують виконання заходів щодо підсилення з метою забезпечення інтеграції нового навантаження та виробництва до системи розподілу.

Дані щодо потужності в енерговузлах системи розподілу прийняті для характерних періодів роботи електричних мереж напругою 20 кВ та вище АТ “Херсонобленерго” в часи денного зниження, вечірнього максимуму навантаження для періоду літа, зими та міжсезоння та в часи мінімальних навантажень літа. На завантаження електричних мереж в Херсонській області за останній час значно впливають виробники електричної енергії, що використовують відновлювальні джерела енергії (ВДЕ).

Перелік існуючих об’єктів відновлювальних джерел енергії, які приєднані до електричних мереж АТ “Херсонобленерго” та працюють в ОЕС України наведений в таблиці 8.1. Існуючі навантаження підстанцій напругою 35, 150 кВ прийняті згідно режимних вимірів зими, літа та вимірів періоду міжсезоння 2020 року та наведені в таблиці 8.2.

Для існуючої електричної мережі 20 кВ та вище АТ “Херсонобленерго” елементи мережі (обладнання підстанцій, лінії електропередач з недостатнім перетином), які є “вузькими місцями”, на даний час відсутні, що перевірено розрахунками (Додаток 4 Схеми 1-5).

Прогнозована генеруюча потужність на період до 2026 року прийнята на підставі наданих даних від Користувачів, які мають розподілену генерацію встановленої потужністю 1 МВт та більше. Перелік об’єктів відновлювальних джерел енергії з якими укладені договори та видані технічні умови АТ «Херсонобленерго» на приєднання до електричних мереж ОСР (АТ “Херсонобленерго”) на період до 2026 року наведений в таблиці 6.1. розділу “6. Інформація щодо нових електроустановок виробництва електричної енергії, які мають бути приєднані до системи розподілу (на основі заяв про приєднання та іншої інформації, наявної в ОСР)”.

Прогнозоване навантаження підстанцій 35, 150 кВ на період до 2026 року (вказані в таблицях 8.3 — 8.8) прийнято з урахуванням збільшення потужності споживання Користувачами та на підставі наданих даних від Користувачів, які мають потужність споживання 5 МВт та більше (АТ "Херсонська ТЕЦ", УГКМК, КФ ТОВ “АТ Каргілл”, ПрАТ “Чумак”, ТОВ "НВП "Херсонський машинобудівний завод", ТОВ "ЮГНЕФТЕТРАНС", ПрАТ "КЗЕУ", ПрАТ "Бериславський машинобудівний завод"). Дані для розрахунків режимів роботи мережі 150 кВ та вище Південного регіону ОЕС України в характерні періоди їх роботи (зима, літо, денне зниження та вечірній максимум навантажень та мінімальних навантажень літа) у 2020, 2021, 2022 роках і в перспективі до 2026 року надані НЕК “Укренерго”.

Для прогнозного періоду (до 2026 року) існуючої електричної мережі 20 кВ та вище АТ “Херсонобленерго” виявлені елементи мережі (обладнання підстанцій, лінії електропередач з недостатнім перетином), які можуть бути “вузькими місцями”, що вказано у Додатку 4 та перевірено розрахунками (Додаток 4 Схеми 6-256).

Перелік об'єктів відновлювальних джерел енергії, які приєднані до електричних мереж ОСР (АТ «Херсонобленерго») та працюють в ОЕС України станом на 01.01.2021р.

Таблиця 8.1

№ п/п	*Об'єкт електроенергетики	Місце розташування (повна адреса місця розміщення електростанції)	Точка приєднання	Назва ПС 110-150 кВ, до якої передається потужність електростанції,	Назва ПС 220-750 кВ (електростанції з РУ 220-750 кВ), в зоні дії якої перебуває електростанція	Вид джерела енергії (ВЕС, СЕС, Біомаса/БіогазЕС, Міні/МікроГЕС)	Встановлена потужність, МВт	Рік введення в експлуатацію	Потужність, яка введена в експлуатацію
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ТОВ "Віндкрафт Україна" (Н.Російська)	Скадовського району, на території Лазурнянської с/р та Володимировської с/р	на затискачах приєднання лінійної комірочки до І С.Ш.-35кВ ПС-35кВ «Н.Российская».	ПС 150/35/10 "Виноградово" ф.35-Н.Миколаївка	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	ВЕС	9	2012	9
2	ТОВ "Сивашенергопром"	с.Григорівка, берегова зона озера Сиваш Чаплинського р-ну	на з'єднанні відгалужувальних проводів на опорі № 157 ПЛ-35кВ "Григорьевка-Строгановка"	ПС 150/35/10 "Нова"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	ВЕС	3	2012	3
3	ТОВ "Соларенерго"	Скадовський р-н., в районі с. Лазурне та с. Білшовик	І, II черга будівництва: на відгалужувальних затискачах, встановлених на лінійних проводах на оп. №6 відпайки від ПЛ-35 кВ «Ж.Порт-Молодежная» на ПС-35/0,4 кВ «Геолог». III черга будівництва: на відгалужувальних затискачах, встановлених на лінійних проводах переобладнаної в двоколову ПЛ-35 кВ «Ж.Порт-Молодежная». Номер опори визначити проектом.	ПС 150/35/10 "Чулаковская" ф.35-Бехтери-1	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	10	2013	9
4	ТОВ "Стар Південь Енерго"	Каховський р-н., в районі с. Червоний Перекоп	на наконечниках лінії живлення в місці приєднання до додатково встановленої в/в комірочки в РУ-10кВ ПС-35/10кВ «НС-5-МК»	ПС 150/35/10 "ГНС-КОС" ф.35-Зрошення-2	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	1	2013	1
5	ТОВ "Віндкрафт Україна" (Тарасівка)	Скадовський р-н, територія Тарасівської сільської ради (за межами населеного пункту)	на наконечниках КЛ-35 кВ в місці приєднання до додатково встановленої комірочки 35 кВ на І секції шин ВРП-35 кВ ПС-35/10 кВ «Береговая».	ПС 150/35/10 "Виноградовская" ф.35-Скадовськ	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	ВЕС	12,4	2014	12,4
6	ТОВ "Віндкрафт Україна" (Червоний Чабан)	Каланчацький р-н, територія Червоночабанської сільської ради (за межами населеного пункту)	на наконечниках КЛ-35 кВ в місці приєднання до додатково встановленої комірочки 35 кВ на II секції шин ВРП-35 кВ ПС-35/10 кВ «Красный Чабан».	ПС 150/35/10 "Нова"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	ВЕС	10,4	2014	10,4
7	ТОВ "Бі Енерджетікс"	Каланчацький р-н., смт. Мирне, вул. Елеваторна	Для струмоприймачів, призначених для виробітку електричної енергії: на наконечниках КЛ в місці приєднання до додатково встановленої лінійної комірочки в РП-10кВ ПС-35/10кВ "Мирная", на межі земельної ділянки Замовника.	ПС 150/35/10 "Новая"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	2,3	2015	2,3
8	ТОВ "Атлас Енерджі"	Високопільський р-н., смт. Високопілья, на території Високопільської сільської ради	в місці приєднання ЛЕП-10 кВ до додатково встановлених в/в комірок 10 кВ на І та II секціях шин РП-10 кВ ПС-35/10 кВ «Высокопольская»	(ДнепрОЕ).		СЕС	5	2015	1
2016								4	
10	ТОВ "Велиген Солар"	Генічеський р-н., за межами населеного пункту селища Новоолексіївка, на території Новоолексіївської селищної ради	на наконечниках кабельної лінії 10 кВ в додатково встановленій комірці 10 кВ на І секції шин РП-10кВ ПС-150/35/10 кВ «Н.Алексеевка».	ПС-150/35/10 кВ «Н.Алексеевка»	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	6	2016	6
11	ТОВ "Велитон Солар"	Генічеський р-н., за межами населеного пункту селища Новоолексіївка, на території Новоолексіївської селищної ради	на наконечниках кабельної лінії 10 кВ в додатково встановленій комірці 10 кВ на II секції шин РП-10кВ ПС-150/35/10 кВ «Н.Алексеевка».	ПС-150/35/10 кВ «Н.Алексеевка»	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	2,5	2016	2,5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
12	ТОВ "С.Енерджи-Херсон"	м. Каховка, в межах вул. Козацької та Чаплинського шосе	Для струмоприймачів призначених для виробітку електричної енергії та споживання на власні потреби: на наконечниках лінії живлення в місці приєднання до додатково встановленої лінійної комірки на I секції шин РП-10кВ ПС-150/35/10кВ «Промбаза».	ПС-150/35/10кВ «Промбаза».	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	7	2016	7	
13	ТОВ "Ваттенкрафт Україна"	Великоолександрівський р-н., смт. Велика Олександрівка, вул. Леніна, 90 А	вихідні клеми комутаційного апарату (роз'єднувача) на кінцевій опорі ділянки ЛЕП-10кВ, що проектується від опори № 57 ПЛ-10 кВ ф. 1302 ПС-35/10кВ "В. Александровская" до межі земельної ділянки замовника	ПС 150/35/10 "Трифоновская"	Криворізька ТЕС	МініГЕС	0,4	2017	0,4	
14	ТОВ "РЕНДЖИ БЕРШАДЬ"	Білозерський р-н., сщ/на рада Білозерська	в місці приєднання ЛЕП-10кВ до додатково встановленої комірки в РП-10кВ ПС-35/10кВ "Белозерская".	ПС 150/35/10 "П.Покровская" ф.35-Радянський	Від мереж Миколаївобленерго (ПС 150кВ Жовтнева)	СЕС	9	2017	9	
15	ТОВ "РЕНДЖИ ТРОСТЯНЕЦЬ"	Херсонська обл., Великолепетиський р-н., с.Миколаївка, кадастровий номер: 6521284400:01:001:0004	в місці приєднання ЛЕП-10кВ до додатково встановленої в/в комірки у РП-10кВ ПС-35/10кВ "Николаевка"	ПС-150/35/10кВ "Рубанівка"	від Запорізьких електричних мереж (ПС 150кВ Б.Білозерка)	СЕС	5,1	2017	5,1	
16	ТОВ "ФРІ-ЕНЕРДЖИ"	Великолепетиський р-н., Малолепетиська селищна рада (за межами населеного пункту) кадастровий номер 6521283300:04:001:0086	в місці приєднання ЛЕП-10кВ до додатково встановленої комірки в РП-10кВ ПС-35/10кВ "М.Лепетиха"	ПС-150/35/10кВ "Рубанівка"	від Запорізьких електричних мереж (ПС 150кВ Б.Білозерка)	СЕС	5,1	2017	5,1	
17	ТОВ "ДДТ ЕНЕРДЖИ"	Херсонська обл., Каховський р-н., с. Коробки, вул. Виробнича, 11 а	на вихідних клемах комутаційного апарату (реклоузера), що проектується на опорі № 45 ПЛ-10кВ Л-123 ПС-35/10 кВ "Коробки"	ПС 150/35/10 "ГНС-КОС" ф.35-Зрошення-1	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	0,55	2017	0,55	
18	ТОВ "Трифановка Енержі"	Великоолександрівський р-н., територія Трифонівської сільської ради	вихідних клемах комутаційного апарату (роз'єднувача) встановленого на опорі №23 Л-1363 ПС-150/35/10кВ "Трифоновка".	ПС 150/35/10 "Трифоновская"	Криворізька ТЕС	СЕС	9,99	2017	9,99	
19	ПАТ "Агрохолдінг Авангард", в інтересах якого діє Філія "Чорнобаївське"	Херсонська обл., Білозерський р-н, Східненська сільська рада (за межами населеного пункту)	Херсонська обл., Білозерський р-н, Східненська сільська рада (за межами населеного пункту) Перше живлення: в місці приєднання ЛЕП-10кВ до додатково встановленої комірки на I с.ш.- 10кВ ПС-35/10кВ «Восточная». Друге живлення: в місці приєднання ЛЕП-10кВ до додатково встановленої комірки на II с.ш.- 10кВ ПС-35/10кВ «Восточная».	ПС 150/35/10 "П.Покровская" ф.35-Киселівка	Від мереж Миколаївобленерго (ПС 150кВ Жовтнева)	Біо ЕС	3,2	2017	3,2	
20	Побутові абоненти по 0,4кВ						СЕС	2,3	2017	2,3
21	ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ "ВІНДКРАФТ ТАВРІЯ"	Херсонська обл., Новотроїцький р-н., с/рада Сивашівська	на виходах проводів з натяжних затискачів порталних відтяжних гірлянд ізоляторів РП-150 кВ ПС-150/35/10кВ "Новотроїцкая" у бік ПЛ-150кВ, що проектується від додатково встановленої комірки на РП-150кВ ПС-150/35/10кВ "Новотроїцкая"	ПС-150/35/10кВ "Новотроїцкая"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	ВЕС	69,3	2018	40	
22	ТОВ "ЕКОТЕХ-ЮГ"	Херсонська обл., Бериславський р-н., сщ Новорайськ, вул. Промислова, буд. б/н	РП-0,4кВ ЗТП-10/0,4кВ №133 (на балансі ТОВ "ЗООТЕХНОЛОГІЯ") ПС 150/35/10 "Трифоновская"	ПС 150/35/10 "Трифоновская"	Криворізька ТЕС	СЕС	0,4	2018	0,4	
23	ТОВ "СЕС ВИНОГРАДОВО"	Херсонська обл., Олешківський р-н., Виноградівська сільська рада, кадастровий номер: 6525081000:02:001:0448	I-III черги будівництва: на наконечниках кабелів живлення в місці приєднання двох КЛ-10кВ, що проектується від I та II с.ш. РП-10кВ ПС-150/35/10кВ "Виноградово" до РП-10кВ СЕС що	ПС-150/35/10кВ "Виноградово"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	7	2018	7	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			проектується; 10кВ.						
24	ТОВ "ОЛЕШКІВСЬКА СЕС"	Херсонська обл., Олешківський р-н., Виноградівська сільська рада (кадастровий номер 6525081000:02:001:0422)	I-IV черги будівництва: на наконечниках кабелів живлення в місці приєднання двох КЛ-10кВ, що проектується від I та II с.ш. РП-10кВ ПС-150/35/10кВ "Виноградово" до РП-10кВ СЕС, що проектується; 10кВ.	ПС-150/35/10кВ "Виноградово"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	12	2018	1
25	ТОВ "НИВА ЕНЕРГО"	Херсонська обл., Великопетиський р-н., Рубанівська с/р (за межами населених пунктів) кадастровий номер 6521285500:03:001:0337	в місці приєднання двох ЛЕП-10кВ до додатково встановлених комірок на Іс.ш. та Іс.ш. РП-10кВ ПС-150/35/10кВ "Рубановка"	ПС-150/35/10кВ "Рубановка"	від Запорізьких електричних мереж (ПС 150кВ Б.Білозерка)	СЕС	16,5	2018	16,5
26	ТОВ «МВ Альянс»	Чаплинський р-н., с. Долинське, вул. Центральна (60 років Жовтня), буд. 1 "А" та буд. 1-б, та вул. Каховська, буд. 15	I-II черги: на вихідних клеммах комутаційного апарата (роз'єднувача) встановленого на опорі №81 ПЛ-10кВ Л-802 ПС-35/10кВ "Крестовка" на межі земельної ділянки замовника, 10 кВ. III черги: на вихідних клеммах комутаційного апарата (роз'єднувача) встановленого на кінцевій опорі ділянки ЛЕП-10кВ, що проектується від РП-10кВ ПС-35/10 кВ "Крестовка"	ПС 150/35/10 "Дудчино" ф.35-Р-2	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	5,1	2018	2
27	ТОВ «ТАВАНЬ СОЛАР 2»	Херсонська обл., Бериславський р-н., м. Берислав, кадастровий номер 6520610100:01:001:0597, кадастровий номер 6520610100:01:001:0599	в місці приєднання двох ЛЕП-10кВ, що проектується, до РП-10кВ ПС-150/35/10кВ "Бериславская"	ПС-150/35/10кВ "Бериславская"	Каховська ГЕС	СЕС	7,68	2018	7,68
28	ТОВ "ЕНЕРДЖИ ПРО"	Білозерський р-н., на території Мироліубівської сільської ради	для СЕС: в місці приєднання ЛЕП-35кВ, що проектується, до додатково встановленої комірочки в РП-35кВ ПС-35/10 кВ "Советская", для власних потреб: на вихідних клеммах комутаційного апарату (роз'єднувача) встановленого на опорі №2 ПЛ-10кВ Л-532 ПС-35/10 кВ "Советская".	ПС 150/35/10 "П.Покровская" ф.35-Правдино	Від мереж Миколаївобленерго (ПС 150кВ Жовтнева)	СЕС	9	2018	9
29	ТОВ "ЕНЕРДЖИ ПРО"	Білозерський р-н., на території Киселівської сільської ради	для СЕС: в місці приєднання ЛЕП-35кВ, що проектується, до додатково встановленої комірочки в РП-35кВ ПС-35/10 кВ "Киселевка"; для власних потреб: на вихідних клеммах комутаційного апарату (роз'єднувача) встановленого на опорі №19 ПЛ-10кВ Л- 611 ПС-35/10 кВ "Киселевка"	ПС 150/35/10 "П.Покровская"	Від мереж Миколаївобленерго (ПС 150кВ Жовтнева)	СЕС	15	2018	15
30	ТОВ "РЕНДЖИ ТРОСТЯНЕЦЬ"	м. Херсон, на території Комишанської селищної ради (кадастровий номер: 6510166400:06:001:0310)	для I та II черги: в місці приєднання ЛЕП-10кВ, що проектується, до додатково встановленої комірочки в РП-10кВ ПС-35/10 кВ "Камышанская"; 10кВ.	ПС 150/35/6 "ХНПЗ"	ПС Херсонська 330	СЕС	5,1	2018	5,1
31	ТОВ "РЕНДЖИ ТРОСТЯНЕЦЬ"	м. Херсон, на території Комишанської селищної ради (кадастровий номер: 6510166400:06:001:0311)	в місці приєднання ЛЕП-6кВ, що проектується, до додатково встановленої комірочки в РП-6кВ ПС-35/6 кВ "Очистные сооружения" для власних потреб: на вихідних клеммах комутаційного апарату (роз'єднувача) встановленого на опорі №22 Л- 3121 ПС-35/6 кВ "Очистные сооружения"	ПС 150/35/6 "ХНПЗ"	ПС Херсонська 330	СЕС	5,1	2018	5,1
32	ТОВ "ПРАЙМВУД"	Олешківський р-н., на території Костоґризівської с/р (за межами населених пунктів)	в місці приєднання ЛЕП-35кВ "Костоґризово – СЕС", що проектується, до РП-35кВ ПС-35/10 кВ "Костоґризово"	ПС 150/35/10 "Чулаковская"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	15	2018	15
33	ТОВ "ТАВАНЬ СОЛАР 1"	Херсонська обл., Бериславський р-н, м. Берислав, кадастровий номер 6520610100:01:001:0587	в місці приєднання ЛЕП-10кВ, що проектується, до додатково встановленої лінійної комірочки в РП-10кВ ПС-150/35/10кВ "Бериславская"	ПС-150/35/10кВ "Бериславская"	Каховська ГЕС	СЕС	7,86	2018	7,86

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
34	ТОВ "РЕНДЖИ ІЗМАЇЛ"	Великолепетиський р-н., с. Рубанівка (в межах населеного пункту) кадастрові номери земельних ділянок: 6521285500:01:001:0025, 6521285500:01:001:002	в місці приєднання ЛЕП-35кВ до додатково встановленої комірки на Іс.ш. РП-35кВ ПС-150/35/10кВ "Рубановка".	ПС-150/35/10кВ "Рубановка"	від Запорізьких електричних мереж (ПС 150кВ Б.Білозерка)	СЕС	11	2018	11
35	ТОВ "НИВА ІНВЕСТ"	Олешківський р-н, на території Олешківської міської ради (біля колишнього заводу "Аметист") кадастровий номер 6525010100:02:001:0863	в місці приєднання двох ЛЕП-10кВ до додатково встановлених комірок на Іс.ш. та Пс.ш. ЗРП-10кВ ПС-150/35/10кВ "Цюрупинская"	ПС-150/35/10кВ "Цюрупинская"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	14	2018	14
36	ТОВ "НИВА СОЛАР"	Олешківський р-н, на території Олешківської міської ради (територія колишніх очисних споруд) кадастровий номер 6525010100:02:001:0878	в місці приєднання двох ЛЕП-10кВ до додатково встановлених комірок на Іс.ш. та Пс.ш. ЗРП-10кВ ПС-150/35/10кВ "Цюрупинская".	ПС-150/35/10кВ "Цюрупинская"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	17	2018	17
37	Побутові абоненти по 0,4кВ					СЕС	6,3	2018	6,3
38	ТОВ "ВІНДКРАФТ ТАВРІЯ"	Херсонська обл., Новотроїцький р-н., с/рада Сивашівська	на виходах проводів з натяжних затискачів порталних відтяжних гірлянд ізоляторів РП-150 кВ ПС-150/35/10кВ "Новотроїцкая" у бік ПЛ-150кВ, що проектується від додатково встановленої комірки на РП-150кВ ПС-150/35/10кВ "Новотроїцкая"	ПС-150/35/10кВ "Новотроїцкая"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	ВЕС	69,3	1 квартал 2019	29,3
39	ТОВ "ТАВАНЬ СОЛАР 3"	Херсонська обл., Бериславський р-н, м. Берислав, кадастровий номер: 6520610100:01:001:0592, 6520610100:01:001:0593	в місці приєднання ЛЕП-10кВ, що проектується, до додатково встановленої лінійної комірки в РП-10кВ ПС-150/35/10кВ "Бериславская"	ПС-150/35/10кВ "Бериславская"	Каховська ГЕС	СЕС	5,28	2квартал 2019	5,28
40	ТОВ "САНРАЙЗ Д.Е."	Херсонська обл., Білозерський р-н., Музиківська сільська рада, кадастровий номер: 6520383500:06:016:0063, 6520383500:06:016:0062.	І та ІІ черги: в місці приєднання ЛЕП-10кВ що проектується до додатково встановленої лінійної комірки на І с.ш. РП-10кВ ПС-35/10кВ "Торговая" ІІІ черга: в місці приєднання ЛЕП-10кВ що проектується до додатково встановлених лінійних комірок на І та ІІ с.ш. РП-10кВ ПС-35/10кВ "Торговая"	ПС 150/35/10 "П.Покровская"	Від мереж Миколаївобленерго (ПС 150кВ Жовтнева)	СЕС	5,1	2 квартал 2019	2,7
41	ТОВ "ВІНДКРАФТ УКРАЇНА"	Херсонська обл., Новотроїцький р-н.	на виходах проводів з натяжних затискачів порталних відтяжних гірлянд ізоляторів РП-150 кВ пристанційного вузла ВЕС у бік ПЛ-150 кВ, що проектується від РП-150кВ ПС-150/35/10 кВ «Н.Троїцкая»	ПС-150/35/10 кВ «Н.Троїцкая»	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	ВЕС	69,3	2 квартал 2019	69,3
42	ТОВ "ПетроНік"	м. Нова Каховка, м. Таврійськ, вул. Незалежності, буд. 29а	І — ІІ черги: в місці приєднання ЛЕП-10 кВ, що проектується, до додатково встановленої комірки в РП-10 кВ ПС-35/10 кВ "Порт"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	5,1	2 квартал 2019	2,5
43	ТОВ "ЮКРЕЙНІА СОЛАР ГРУП-БРИЛІВКА"	Херсонська обл., Олешківський р-н, смт. Брилівка, вул. Промислова, вул. Центральна, кадастрові номери земельних ділянок: 6525055300:01:001:0120, 6525055300:01:001:0151, 6525055300:01:001:0152	І-ІІ черги: в місці приєднання двох ЛЕП-35кВ що проектується від Іс.ш. та ІІ с.ш. РП-35кВ ПС-35/10кВ "Брилевка" до РП-35кВ СЕС, що проектується	ПС-150/35/10кВ "Виноградово"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	9,8	2 квартал 2019	9,8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
44	ТОВ "ГУД ЕНЕРДЖИ"	Білозерський р-н, на території Микільської сільської ради (за межами населеного пункту)	для СЕС: на наконечниках лінії живлення в місці приєднання ЛЕП-35кВ, що проектується від РП-35кВ СЕС до I с.ш. ПС-35/10 кВ "Орловская" ; для власних потреб: на вихідних клеммах комутаційного апарата (роз'єднувача) встановленого на опорі №72 ПЛ-10кВ Л-582 П	ПС 150/35/6 "Никольская"	ПС Херсонська 330	СЕС	15	2 квартал 2019	15
45	ТОВ "Грінвей Енерджі"	Генічеський р-н., с. Малинівка, територія Рівненської сільської ради	на наконечниках лінії живлення в місці приєднання до додатково встановленої комірочки 10 кВ на I с.ш. РП-10кВ ПС-35/10 кВ «Викторівка».	ПС 150/35/10 "Сокологорное" (ПриднЗД)		СЕС	2,5	2 квартал 2019	2,5
46	ТОВ "ОЛЕШКІВСЬКА СЕС"	Херсонська обл., Олешківський р-н., Виноградівська сільська рада (кадастровий номер 6525081000:02:001:0422)	I-IV черги будівництва: на наконечниках кабелів живлення в місці приєднання двох КЛ-10кВ, що проектується від I та II с.ш. РП-10кВ ПС-150/35/10кВ "Виноградово" до РП-10кВ СЕС, що проектується; 10кВ.	ПС-150/35/10кВ "Виноградово"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	12	2 квартал 2019	11
47	ТОВ "Совелектра"	Олешківський р-н., в межах Костогризівської сільської ради (кадастровий номер 6525082000:03:001:0067)	в місці приєднання ЛЕП-35кВ "Костогризівсько – СЕС", що проектується, до РП-35кВ ПС-35/10 кВ "Костогризівсько"; 35кВ	ПС-150/35/10кВ "Виноградово"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	5,1	2 квартал 2019	5,1
48	ТОВ "ФРІ ЕНЕРДЖІ"	Каланчацький р-н., с/рада Привільська	в місці приєднання ЛЕП-10кВ до додатково встановленої комірочки в РП-10кВ ПС-35/10кВ "Привольє"	ПС 150/35/10 "Новая"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	2,6	2 квартал 2019	2,6
49	ТОВ "САН ВОЛЬТ"	Каховський р-н, смт. Любимівка, Любимівської сільської ради	для ФЕС: в місці приєднання ЛЕП-35кВ, що проектується, до I та II с.ш. РП-35кВ ПС-35/10кВ "Любимівка". Для власних потреб: на вихідних клеммах комутаційного апарата (роз'єднувача) на опорі №14 ПЛ-10кВ Л-252 ПС-35/10кВ "Любимівка".	ПС 150/35/10 ГНС-КОС	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	9	2 квартал 2019	9
50	ТОВ "ЕК "СОЛАР КАПІТАЛ"	Херсонська область, на території Херсонської міської ради (кадастровий номер 6510100000:01:001:1196)	в місці приєднання двох ЛЕП-10кВ в РП-10кВ пристанційного вузла СЕС.	ПС-150/10кВ "Коммунальная"	ПС Херсонська 330	СЕС	13,33	2 квартал 2019	13,33
51	ТОВ "ЕК "СОЛАР КАПІТАЛ"	Херсонська область, на території Херсонської міської ради (кадастрові номери 6510100000:01:001:1243, 6510100000:01:001:1241)	в місці приєднання двох ЛЕП-10кВ в РП-10кВ пристанційного вузла СЕС.	ПС-150/10кВ "Коммунальная"	ПС Херсонська 330	СЕС	16.632	2 квартал 2019	16,63
52	ТОВ "Підступне сонце"	Олешківський р-н, с. Підступне	в місці приєднання двох ЛЕП-35кВ до РП-35кВ СЕС, що проектується	ПС-150/35/10кВ "Цюрупинская"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	10	2 квартал 2019	10
53	ТОВ "КЛІАР ЕНЕРДЖІ-ХЕРСОН"	м. Херсон, район Рожновського кар'єру	в місці приєднання двох ЛЕП-10кВ до РП-10кВ пристанційного вузла, що проектується; 10кВ. РП-10кВ РП-10/0.4кВ "Блюхера"	ПС 150/35/6 "ХНПЗ"	ПС Херсонська 330	БіоЕС	0,82	2 квартал 2019	0,82
54	ТОВ "САНРАЙЗ Д.Е."	Херсонська обл., Білозерський р-н., Музиківська сільська рада, кадастровий номер: 6520383500:06:016:0063, 6520383500:06:016:0062.	I та II черги: в місці приєднання ЛЕП-10кВ що проектується до додатково встановленої лінійної комірочки на I с.ш. РП-10кВ ПС-35/10кВ "Торговая" III черга: в місці приєднання ЛЕП-10кВ що проектується до додатково встановлених лінійних комірок на I та II с.ш. РП-10кВ ПС-35/10кВ "Торговая"	ПС 150/35/10 "П.Покровская"	Від мереж Миколаївобленерго (ПС 150кВ Жовтнева)	СЕС	5,1	3 квартал 2019	2,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
55	ТОВ "СЕС ВІНОГРАДОВО"	Херсонська обл, Чаплинський р-н, в межах с-ща Новий Етап на території Асканія-Нова селищної ради, кадастровий номер 6525455300:04:001:0003	Для СЕС: в місці приєднання двох ЛЕП-10кВ до додатково встановлених комірок на Іс.ш. та Пс.ш. РП-10кВ ПС-35/10кВ "Асканія Нова"; 10кВ. Для власних потреб: на наконечниках кабелю живлення в місці приєднання в РП-0,4кВ СЕС.	ПС 150/35/10 "Дудчино"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	1,51	3 квартал 2019	1,51
56	ТОВ "Фабрика Солар"	м. Херсон, вул. Залагерсег, буд. 18	на болтових затискачах кабельних наконечників у місці приєднання кабелів в комірках № 19 та 27 РП-10 кВ РП-2 (на балансі ТОВ "ТРЦ Фабрика")..	ПС-150/35/10кВ "ТЕЦ"	ПС Херсонська 330	СЕС	1,5	3 квартал 2019	1,5
57	ТОВ "СЕС ВІНОГРАДОВО"	Каланчацький р-н, в адміністративних межах Мирненської селищної ради (кадастровий номер 6523287700:07:001:0498)	для СЕС: в місці приєднання ЛЕП-10кВ до додатково встановленої комірочки на Іс.ш. РП-10кВ ПС-150/35/10кВ "Нова". Для власних потреб: на вхідних клемах ввідно-розподільного пристрою, що проектується на земельній ділянці замовника.	ПС 150/35/10 "Новая"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	1,75	3 квартал 2019	1,75
58	ТОВ «САН ВОЛЬТ»	Бериславський р-н., Качкарівська сільська рада	в місці приєднання двох ЛЕП-10кВ до РП-10кВ СЕС, що проектується. ПС-35/10кВ "Качкарівська".	ПС 150/35/10 "Трифоновская"	Криворізька ТЕС	СЕС	4,9	3 квартал 2019	4,9
59	ТОВ "СЕС ВІНОГРАДОВО"	Каланчацький р-н, в адміністративних межах Мирненської селищної ради (кадастровий номер 6523287700:07:001:0498)	для СЕС: в місці приєднання ЛЕП-10кВ до додатково встановленої комірочки на Іс.ш. РП-10кВ ПС-150/35/10кВ "Нова". Для власних потреб: на вхідних клемах ввідно-розподільного пристрою, що проектується на земельній ділянці замовника.	ПС 150/35/10 "Новая"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	2,27	4 квартал 2019	2,27
60	ТОВ "ДНІПРОУКРЕНЕРГО"	м. Нова Каховка, на території Райської сільської ради	на наконечниках лінії живлення в місці приєднання ЛЕП-10кВ до РП-10кВ СЕС, що проектується замовником; 10кВ. ПС-35/10кВ "Основа"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"		СЕС	5,1	4 квартал 2019	5,1
61	КТ "ПП "В.А.Т. Компанія "Дніпро" і компанія"	м. Херсон, вул. Робоча, 66	І-ІІ черги будівництва: на наконечниках двох кабелів живлення в місці приєднання двох КЛ-6кВ, що проектується від І та ІІ с.ш. РП-6кВ ПС-35/6кВ "Дзержинская" до РП-6кВ СЕС що проектується; 6кВ.	ПС 150/35/6 "Карантинная"	ПС Херсонська 330	СЕС	0,7	4 квартал 2019	0,7
62	ТОВ "ЮКРЕЙНІА СОЛАР ГРУП-ВІНОГРАДОВЕ"	Олешківський р-н., с. Виноградове, вул. Польва б/н, кадастровий номер: 6525081000:01:001:0150	на наконечниках лінії живлення в місці приєднання ЛЕП-10кВ, що проектується від ІІ с.ш. РП-10кВ ПС-150/35/10кВ "Виноградово" до РП-10кВ СЕС, що проектується	ПС-150/35/10кВ "Виноградово"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	5,1	4 квартал 2019	5,1
63	ТОВ "АСТЕРІЯ СОЛАР"	Бериславський р-н., Високівська сільська рада (кадастровий номер 6520680600:04:001:0213)	для СЕС: на наконечниках лінії живлення в місці приєднання ЛЕП-10кВ, що проектується від РП-10кВ СЕС до ІІ с.ш. РП-10кВ ПС-35/10 кВ "Високовська"; для власних потреб: на вихідних клемах комутаційного апарата (роз'єднувача) на кінцевій опорі ділянки ЛЕП-10кВ	ПС-150/35/10кВ "Бериславская"	Каховська ГЕС	СЕС	5,78	4 квартал 2019	5,78
64	ТОВ "СОЛАР ЕНЕРГОІНВЕСТ"	м. Олешки, вул. Гвардійська, буд. 103	в РП-10кВ СЕС, що проектується	ПС 150/35/10 "Цюрупинская"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	5,1	4 квартал 2019	5,1
65	ТОВ "АСК ЕНЕРДЖІ"	Херсонська обл, Чаплинський р-н, в межах с-ща Новий Етап на території Асканія-Нова селищної ради, кадастровий номер 6525455300:04:001:0002	Для СЕС та власних потреб: в місці приєднання двох ЛЕП-10кВ до додатково встановлених комірок на Іс.ш. та Пс.ш. РП-10кВ ПС-35/10кВ "Асканія Нова"	ПС 150/35/10 "Дудчино"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	1,5	4 квартал 2019	1,5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
66	Побутові абоненти по 0,4кВ					СЕС	20,9	4 квартал 2019	20,9
67	ТОВ "ПРИМА СОЛАР ЕНЕРДЖІ"	Бериславський р-н, м. Берислав	для СЕС та власних потреб: в місці приєднання двох ЛЕП-10кВ до РП-10кВ СЕС, що проектується;	ПС-150/35/10кВ "Бериславская".	Каховська ГЕС	СЕС	4	2 квартал 2020	4
68	ТОВ "ЕНЕРДЖИ ЦЕНТР"	Каховський р-н., на території Васильківської сільської ради (за межами населених пунктів)	для СЕС: РП-150кВ ПС-150/35/6 кВ "ГНС-СОС"; для власних потреб: на вихідних клемах комутаційного апарату (роз'єднувача) встановленого на опорі №14 ПЛ-10кВ Л-203 ПС-35/10кВ "Ретранслятор".	ПС 150/35/10 ГНС-СОС	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	40	2 квартал 2020	40
69	Побутові абоненти по 0,4кВ					СЕС	21,9	4 квартал 2020	21,9

Таблиця 8.2 — Фактичні навантаження ПС 150-35 кВ АТ «Херсонобленерго» станом на 2020р.

№ за/п.	Назва ПС 150 кВ	ввід	S вст., МВА	Літо 17.06.2020р.								Зима 16.12.2020р.								Міжсезоння 03.10.2020р											
				Р мінімальне, МВт	Q мінімальне, Мвар	S мінімальне, МВА	Кз, %	Р денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Кз, %	Р вечір. макс., МВт	Q вечір. макс., Мвар	S вечір. макс., МВА	Кз, %	Р денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Кз, %	Р вечір. макс., МВт	Q вечір. макс., Мвар	S вечір. макс., МВА	Кз, %	Р денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Кз, %	Р вечір. макс., МВт	Q вечір. макс., Мвар	S вечір. макс., МВА	Кз, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13	14	15	16	18	19	20	21	23	24	25	26	28	29	30	31	33	34	35	36	
1	ПС 150/35/10 Бериславська	заг.	50.0	3.92	2.4	4.57	9.14	5.51	3.31	6.43	12.85	7.93	4.76	9.25	18.50	8.76	5.26	10.22	20.43	8.03	4.82	9.36	18.73	10.82	6.49	12.62	25.24	4.76	2.86	5.55	11.10
	ПС 150/35/10 Бериславська	35 1Т		0.49	0.3	0.57		1.19	0.71	1.39		1.20	0.72	1.40		0.96	0.58	1.12		1.14	0.68	1.33		3.69	2.21	4.30		0.92	0.55	1.07	
	ПС 150/35/10 Бериславська	10 1Т		0.83	0.5	0.97		0.50	0.30	0.58		0.94	0.56	1.10		2.60	1.56	3.03		1.95	1.17	2.27		0.34	0.20	0.40		1.13	0.68	1.32	
	ПС 150/35/10 Бериславська	35 2Т		2.60	1.6	3.03		3.26	1.96	3.80		3.65	2.19	4.26		4.35	2.61	5.07		4.89	2.93	5.70		6.76	4.06	7.88		2.71	1.63	3.16	
	ПС 150/35/10 Бериславська	10 2Т		0.00	0.0	0.00		0.56	0.34	0.65		2.14	1.28	2.50		0.85	0.51	0.99		0.05	0.03	0.06		0.03	0.02	0.03		0.00	0.00	0.00	
2	ПС 150/35/10 Виноградово	заг.	80.0	13.51	8.1	15.76	19.69	14.55	8.73	16.97	21.21	22.40	13.44	26.12	32.65	29.36	17.62	34.24	42.80	33.25	19.95	38.78	48.47	19.19	11.51	22.38	27.97	14.60	8.76	17.02	21.28
	ПС 150/35/10 Виноградово	35 1Т		5.32	3.2	6.20		3.88	2.33	4.52		8.56	5.14	9.98		7.66	4.60	8.93		11.50	6.90	13.41		3.59	2.15	4.19		6.53	3.92	7.62	
	ПС 150/35/10 Виноградово	10 1Т		0.08	0.0	0.09		0.16	0.10	0.19		0.31	0.19	0.36		0.20	0.12	0.23		0.23	0.14	0.27		0.20	0.12	0.23		0.16	0.09	0.18	
	ПС 150/35/10 Виноградово	35 2Т		7.88	4.7	9.19		9.85	5.91	11.49		12.90	7.74	15.04		21.00	12.60	24.49		20.90	12.54	24.37		13.10	7.86	15.28		7.44	4.46	8.68	
	ПС 150/35/10 Виноградово	10 2Т		0.23	0.1	0.27		0.66	0.40	0.77		0.63	0.38	0.73		0.50	0.30	0.58		0.62	0.37	0.72		2.30	1.38	2.68		0.47	0.28	0.55	
3	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	заг.	176.0	19.62	11.8	22.88	13.00	25.82	15.49	30.11	17.11	21.73	13.04	25.34	14.40	9.13	5.48	10.65	6.05	9.83	5.90	11.46	6.51	18.06	10.84	21.06	11.97	7.90	4.74	9.21	5.23
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	35 1Т		2.71	1.6	3.16		4.38	2.63	5.11		4.19	2.51	4.89		2.50	1.50	2.92		3.00	1.80	3.50		6.13	3.68	7.15		1.90	1.14	2.22	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 1Т		0.00	0.0	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 2Т		9.53	5.7	11.11		9.75	5.85	11.37		10.60	6.36	12.36		1.90	1.14	2.22		1.95	1.17	2.27		0.16	0.10	0.19		0.16	0.10	0.19	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 3Т		1.95	1.2	2.27		2.42	1.45	2.82		1.64	0.98	1.91		1.33	0.80	1.55		1.33	0.80	1.55		2.89	1.73	3.37		3.67	2.20	4.28	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	35 4Т		5.43	3.3	6.33		9.27	5.56	10.81		5.30	3.18	6.18		3.40	2.04	3.97		3.55	2.13	4.14		8.88	5.33	10.36		2.17	1.30	2.53	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 4Т		0.00	0.0	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
4	ПС 150/35/6 ГНС СЗС	заг.	25.0	7.32	4.4	8.54	34.15	5.33	3.20	6.22	24.86	4.78	2.87	5.57	22.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.16	0.10	0.19	0.75	0.16	0.10	0.19	0.75
	ПС 150/35/6 ГНС СЗС	35 2Т		5.32	3.2	6.20		5.33	3.20	6.22		4.78	2.87	5.57		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.16	0.10	0.19		0.16	0.10	0.19	
	ПС 150/35/6 ГНС СЗС	6 2Т		2.00	1.2	2.33		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
5	ПС 150/35/10 Дудчино	заг.	80.0	17.04	10.2	19.87	24.84	21.33	12.80	24.87	31.09	19.45	11.67	22.69	28.36	5.86	3.52	6.83	8.54	6.48	3.89	7.56	9.45	7.49	4.49	8.73	10.92	6.04	3.62	7.04	8.80
	ПС 150/35/10 Дудчино	35 1Т		4.07	2.4	4.75		4.93	2.96	5.75		4.95	2.97	5.77		2.35	1.41	2.74		1.36	0.82	1.59		3.62	2.17	4.22		2.44	1.46	2.85	
	ПС 150/35/10 Дудчино	10 1Т		0.14	0.1	0.16		0.16	0.09	0.18		0.05	0.03	0.05		0.30	0.18	0.35		0.35	0.21	0.41		0.27	0.16	0.31		0.31	0.19	0.36	
	ПС 150/35/10 Дудчино	35 2Т		12.70	7.6	14.81		16.10	9.66	18.78		14.30	8.58	16.68		3.10	1.86	3.62		4.67	2.80	5.45		3.57	2.14	4.16		3.26	1.96	3.80	
	ПС 150/35/10 Дудчино	10 2Т		0.13	0.1	0.15		0.14	0.08	0.16		0.16	0.09	0.18		0.11	0.07	0.13		0.10	0.06	0.12		0.03	0.02	0.03		0.03	0.02	0.03	
6	ПС 150/35/6 Карантинна	заг.	80.0	10.06	6.0	11.73	14.66	13.64	8.18	15.91	19.88	13.89	8.33	16.20	20.25	19.00	11.40	22.16	27.70	18.62	11.17	21.71	27.14	12.56	7.54	14.65	18.31	13.28	7.97	15.49	19.36
	ПС 150/35/6 Карантинна	35 1Т		1.63	1.0	1.90		2.17	1.30	2.53		2.17	1.30	2.53		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		2.17	1.30	2.53		1.85	1.11	2.16	
	ПС 150/35/6 Карантинна	6 1Т		3.90	2.3	4.55		4.93	2.96	5.75		5.31	3.19	6.19		4.80	2.88	5.60		5.12	3.07	5.97		3.70	2.22	4.31		4.50	2.70	5.25	
	ПС 150/35/6 Карантинна	35 2Т		3.53	2.1	4.12		4.89	2.93	5.70		5.16	3.10	6.02		10.00	6.00	11.66		10.10	6.06	11.78		4.89	2.93	5.70		5.43	3.26	6.33	
	ПС 150/35/6 Карантинна	6 2Т		1.00	0.6	1.17		1.65	0.99	1.92		1.25	0.75	1.46		4.20	2.52	4.90		3.40	2.04	3.97		1.80	1.08	2.10		1.50	0.90	1.75	
7	ПС 150/35/6 Комбайнова	заг.	126.0	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	ПС 150/35/6 Комбайнова	35 1Т		0.00	0.0	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
	ПС 150/35/6 Комбайнова	6 1Т		0.00	0.0	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
	ПС 150/35/6 Комбайнова	35 2Т		0.00	0.0	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
	ПС 150/35/6 Комбайнова	6 2Т		0.00	0.0	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	1.20	1.20		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
8	ПС 150/10/10 Комунальна	заг.	64.0	5.47	3.3	6.38	9.97	6.49	3.89	7.56	11.82	8.40	5.04	9.80	15.31	10.21	6.13	11.91	18.60	9.65	5.79	11.25	17.58	11.98	7.19	13.97	21.83	4.90	2.94	5.71	8.93
	ПС 150/10/10 Комунальна	1сш10		2.18	1.3	2.54		3.05	1.83	3.56		3.80	2.28	4.43		4.50	2.70	5.25		4.84	2.90	5.64		1.01	0.61	1.18		2.85	1.71	3.32	
	ПС 150/10/10 Комунальна	3сш10		0.16	0.1	0.19		0.16	0.09	0.18		0.16	0.10	0.19		0.40	0.24	0.47		0.23	0.14	0.27		5.43	3.26	6.33		0.10	0.06	0.12	
	ПС 150/10/10 Комунальна	2сш10		1.25	0.8																										

1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	13	14	15	16	18	19	20	21	23	24	25	26	28	29	30	31	33	34	35	36
9	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	заг.	50.0	9.46	5.7	11.03	22.06	15.72	9.43	18.33	36.67	16.28	9.77	18.99	37.97	9.31	5.59	10.86	21.71	11.51	6.91	13.42	26.85	7.10	4.26	8.28	16.56	8.31	4.99	9.69	19.38
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 1Т		5.22	3.1	6.09		9.40	5.64	10.96		9.41	5.65	10.97		0.00	0.00	0.00		6.85	4.11	7.99		4.67	2.80	5.45		5.70	3.42	6.65	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 1Т		0.46	0.3	0.54		0.98	0.59	1.14		1.10	0.66	1.28		1.36	0.82	1.59		2.10	1.26	2.45		0.90	0.54	1.05		1.63	0.98	1.90	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 2Т		3.53	2.1	4.12		4.89	2.93	5.70		5.21	3.13	6.08		6.25	3.75	7.29		1.36	0.82	1.59		1.25	0.75	1.46		0.98	0.59	1.14	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 2Т		0.25	0.2	0.29		0.45	0.27	0.52		0.56	0.34	0.65		1.70	1.02	1.98		1.20	0.72	1.40		0.28	0.17	0.33		0.00	0.00	0.00	
10	ПС 150/35/10 Н.Тимофіївка	заг.	80.0	17.28	10.4	20.15	25.19	21.17	12.70	24.69	30.86	20.30	12.18	23.67	29.59	4.95	2.97	5.77	7.22	5.93	3.56	6.92	8.64	3.26	1.96	3.80	4.75	4.08	2.45	4.76	5.95
	ПС 150/35/10 Н.Тимофіївка	35 1Т		9.40	5.6	10.96		12.80	7.68	14.93		13.60	8.16	15.86		4.35	2.61	5.07		5.22	3.13	6.09		2.55	1.53	2.97		3.26	1.96	3.80	
	ПС 150/35/10 Н.Тимофіївка	35 2Т		7.88	4.7	9.19		8.37	5.02	9.76		6.70	4.02	7.81		0.60	0.36	0.70		0.71	0.43	0.83		0.71	0.43	0.83		0.82	0.49	0.96	
11	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	заг.	65.0	10.33	6.2	12.05	18.53	17.57	10.54	20.49	31.52	16.47	9.88	19.21	29.55	10.48	6.29	12.22	18.80	12.28	7.37	14.32	22.03	4.76	2.86	5.55	8.54	6.80	4.08	7.93	12.20
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	35 1Т		2.45	1.5	2.86		9.67	5.80	11.28		9.51	5.71	11.09		4.60	2.76	5.36		5.16	3.10	6.02		2.28	1.37	2.66		3.10	1.86	3.62	
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	10 1Т		0.47	0.3	0.55		0.31	0.19	0.36		0.39	0.23	0.45		1.00	0.60	1.17		0.80	0.48	0.93		1.56	0.94	1.82		2.50	1.50	2.92	
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	35 2Т		5.70	3.4	6.65		5.71	3.43	6.66		4.49	2.69	5.24		1.10	0.66	1.28		1.68	1.01	1.96		0.92	0.55	1.07		1.20	0.72	1.40	
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	10 2Т		1.71	1.0	1.99		1.88	1.13	2.19		2.08	1.25	2.43		3.78	2.27	4.41		4.64	2.78	5.41		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
12	ПС 150/35/6 Микільська	заг.	32.0	2.62	1.6	3.06	9.55	4.40	2.64	5.13	16.04	5.77	3.46	6.73	21.03	6.80	4.08	7.93	24.78	6.24	3.74	7.28	22.74	6.00	3.60	7.00	21.87	5.71	3.43	6.66	20.81
	ПС 150/35/6 Микільська	35 1Т		0.54	0.3	0.63		1.96	1.18	2.29		3.12	1.87	3.64		2.61	1.57	3.04		2.77	1.66	3.23		2.77	1.66	3.23		3.37	2.02	3.93	
	ПС 150/35/6 Микільська	6 1Т		1.81	1.1	2.11		1.92	1.15	2.24		2.00	1.20	2.33		3.92	2.35	4.57		2.55	1.53	2.97		1.73	1.04	2.02		1.74	1.04	2.03	
	ПС 150/35/6 Микільська	35 2Т		0.27	0.2	0.31		0.52	0.31	0.61		0.65	0.39	0.76		0.27	0.16	0.31		0.92	0.55	1.07		1.50	0.90	1.75		0.60	0.36	0.70	
	ПС 150/35/6 Микільська	6 2Т		0.00	0.0	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
13	ПС 150/35/10 Нова	заг.	25.0	11.10	5.6	12.45	49.80	15.90	9.54	18.54	74.17	12.83	7.70	14.96	59.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.10	3.66	7.11	28.46	5.40	3.24	6.30	25.19
14	ПС 150/35/10 П.Покровська	заг.	80.0	10.55	6.3	12.30	15.38	15.79	9.47	18.41	23.02	17.16	10.30	20.01	25.01	16.15	9.69	18.83	23.54	19.75	11.85	23.03	28.79	38.46	23.08	44.85	56.06	16.84	10.10	19.64	24.55
	ПС 150/35/10 П.Покровська	35 1Т		1.63	1.0	1.90		2.12	1.27	2.47		2.99	1.79	3.49		1.95	1.17	2.27		2.50	1.50	2.92		10.03	6.02	11.70		2.72	1.63	3.17	
	ПС 150/35/10 П.Покровська	10 1Т		0.09	0.1	0.10		0.14	0.08	0.16		0.19	0.11	0.22		0.25	0.15	0.29		0.32	0.19	0.37		0.05	0.03	0.06		0.19	0.11	0.22	
	ПС 150/35/10 П.Покровська	35 2Т		8.69	5.2	10.13		13.30	7.98	15.51		13.70	8.22	15.98		13.50	8.10	15.74		16.40	9.84	19.13		28.10	16.86	32.77		13.70	8.22	15.98	
	ПС 150/35/10 П.Покровська	10 2Т		0.14	0.1	0.16		0.23	0.14	0.27		0.28	0.17	0.33		0.45	0.27	0.52		0.53	0.32	0.62		0.28	0.17	0.33		0.23	0.14	0.27	
15	ПС 150/35/10 Промбаза	заг.	50.0	9.33	5.6	10.88	21.76	13.77	8.26	16.06	32.12	12.58	7.55	14.67	29.34	17.05	10.23	19.88	39.77	16.00	9.60	18.66	37.32	16.76	10.06	19.55	39.09	12.07	7.24	14.08	28.15
	ПС 150/35/10 Промбаза	35 1Т		6.85	4.1	7.99		7.93	4.76	9.25		7.00	4.20	8.16		7.55	4.53	8.80		6.90	4.14	8.05		6.79	4.07	7.92		7.01	4.21	8.17	
	ПС 150/35/10 Промбаза	10 1Т		0.00	0.0	0.00		1.25	0.75	1.46		1.20	0.72	1.40		0.00	0.00	0.00		1.75	1.05	2.04		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
	ПС 150/35/10 Промбаза	35 2Т		1.08	0.6	1.26		1.47	0.88	1.71		1.63	0.98	1.90		4.40	2.64	5.13		4.10	2.46	4.78		1.96	1.18	2.29		2.06	1.24	2.40	
	ПС 150/35/10 Промбаза	10 2Т		1.40	0.8	1.63		3.12	1.87	3.64		2.75	1.65	3.21		5.10	3.06	5.95		3.25	1.95	3.79		8.01	4.81	9.34		3.00	1.80	3.50	
16	ПС 150/35/10 Промислова	заг.	126.0	7.24	4.3	8.44	6.70	12.69	7.61	14.80	11.75	13.98	8.39	16.30	12.94	19.50	11.70	22.74	18.05	20.51	12.31	23.92	18.98	17.79	10.67	20.75	16.47	19.06	11.44	22.23	17.64
	ПС 150/35/10 Промислова	35 1Т		5.81	3.5	6.78		9.29	5.57	10.83		10.50	6.30	12.24		14.10	8.46	16.44		14.90	8.94	17.38		11.52	6.91	13.43		13.15	7.89	15.34	
	ПС 150/35/10 Промислова	10 1Т		0.89	0.5	1.04		1.80	1.08	2.10		1.66	1.00	1.94		1.30	0.78	1.52		1.31	0.79	1.53		1.17	0.70	1.36		1.33	0.80	1.55	
	ПС 150/35/10 Промислова	35 2Т		0.38	0.2	0.44		1.20	0.72	1.40		0.82	0.49	0.96		2.80	1.68	3.27		2.95	1.77	3.44		4.40	2.64	5.13		3.80	2.28	4.43	
	ПС 150/35/10 Промислова	10 2Т		0.16	0.1	0.18		0.40	0.24	0.47		1.00	0.60	1.17		1.30	0.78	1.52		1.35	0.81	1.57		0.70	0.42	0.82		0.78	0.47	0.91	
17	ПС 150/35/10 Рубанівка	заг.	50.0	4.38	2.6	5.11	10.22	8.96	5.37	10.45	20.89	8.08	4.85	9.42	18.85	11.13	6.68	13.69	14.69	12.71	7.63	14.82	29.64	11.99	7.19	13.98	27.97	7.73	4.64	9.01	18.03
	ПС 150/35/10 Рубанівка	35 1Т		2.99	1.8	3.49		5.09	3.05	5.94		5.58	3.35	6.51		7.70	4.62	14.69		8.90	5.34	10.38		3.27	1.96	3.81		4.73	2.84	5.52	
	ПС 150/35/10 Рубанівка	10 1Т		0.47	0.3	0.55		0.66	0.40	0.77		0.70	0.42	0.82		0.88	0.5														

1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	13	14	15	16	18	19	20	21	23	24	25	26	28	29	30	31	33	34	35	36
20	ПС 150/35/10 Цюрупинська	заг.	103.0	10.43	6.3	12.16	11.81	13.46	8.08	15.70	15.24	18.11	10.86	21.12	20.50	22.35	13.41	26.06	25.31	25.02	15.01	29.18	28.33	21.06	12.64	24.56	23.84	12.23	7.34	14.26	13.85
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	35 1Т		6.08	3.6	7.09		7.23	4.34	8.43		10.80	6.48	12.59		12.20	7.32	14.23		13.60	8.16	15.86		10.84	6.50	12.64		6.63	3.98	7.73	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	10 1Т		0.34	0.2	0.40		1.36	0.82	1.59		0.56	0.34	0.65		0.65	0.39	0.76		0.94	0.56	1.10		5.35	3.21	6.24		0.97	0.58	1.13	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	35 2Т		3.85	2.3	4.49		4.67	2.80	5.45		6.59	3.95	7.69		8.30	4.98	9.68		10.00	6.00	11.66		3.32	1.99	3.87		4.29	2.57	5.00	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	10 2Т		0.16	0.1	0.19		0.20	0.12	0.24		0.16	0.09	0.18		1.20	0.72	1.40		0.48	0.29	0.56		1.55	0.93	1.81		0.34	0.20	0.40	
21	ПС 150/35/10 Чулаківська	заг.	50.0	6.82	4.1	7.95	15.91	15.97	9.58	18.62	37.24	13.32	7.99	15.54	31.07	11.48	6.89	13.39	26.78	14.00	8.40	16.33	32.65	20.18	12.11	23.53	47.07	10.33	6.20	12.05	24.09
	ПС 150/35/10 Чулаківська	35 1Т		4.07	2.4	4.75		11.00	6.60	12.83		6.87	4.12	8.01		4.55	2.73	5.31		7.60	4.56	8.86		13.40	8.04	15.63		4.89	2.93	5.70	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	10 1Т		0.31	0.2	0.36		0.47	0.28	0.55		0.63	0.38	0.73		0.45	0.27	0.52		0.60	0.36	0.70		0.39	0.23	0.45		0.55	0.33	0.64	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	35 2Т		2.44	1.5	2.85		4.34	2.60	5.06		5.75	3.45	6.71		6.40	3.84	7.46		5.70	3.42	6.65		6.39	3.83	7.45		4.89	2.93	5.70	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	10 2Т		0.00	0.0	0.00		0.16	0.09	0.18		0.08	0.05	0.09		0.08	0.05	0.09		0.10	0.06	0.12		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
22	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	заг.	131.5	16.08	7.5	17.75	13.50	30.55	9.94	32.13	24.43	28.46	8.64	29.74	22.62	51.70	14.90	53.80	40.92	50.40	15.00	52.58	39.99	16.06	9.64	18.73	14.24	16.19	9.71	18.88	14.36
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	35 1Т		7.90	4.0	8.85		16	4.96	16.75		16.00	5.00	16.76		23.3	5.30	23.90		23	5.50	23.65		7.01	2.10	7.32		7.11	2.13	7.42	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	10 1Т		0.00	0.0	0.00		0	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0	0.00	0.00		0	0.00	0.00		0	0.00	0.00		0	0.00	0.00	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	35 2Т		4.89	1.9	5.26		10.8	3.10	11.24		9.07	2.40	9.38		18.1	4.30	18.60		17.1	4.20	17.61		5.4	1.62	5.64		5.43	1.63	5.67	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	10 2Т		3.29	1.6	3.65		3.75	1.88	4.19		3.39	1.24	3.61		10.3	5.30	11.58		10.3	5.30	11.58		3.65	1.10	3.81		3.65	1.10	3.81	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	35 3Т		0.00	0.0	0.00		0	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00		0	0.00	0.00		0	0.00	0.00		0	0.00	0.00		0	0.00	0.00	
23	ПС 330/150/6 Каховська	заг.	126	15.52	9.3	18.10	14.36	24.21	14.59	28.27	22.43	18.79	11.27	21.91	17.39	32.28	10.95	34.09	27.05	30.43	14.15	33.56	26.63	18.40	11.04	21.46	17.03	21.30	12.78	24.84	19.71
	ПС 330/150/6 Каховська	35 1Т		3.86	2.3	4.50		5.25	3.15	6.12		4.46	2.67	5.20		9.9	3.55	10.52		8.91	5.35	10.39		4.1	1.30	4.30		4.9	1.10	5.02	
	ПС 330/150/6 Каховська	6 1Т		4.38	2.6	5.11		5.8	3.48	6.76		3.80	2.28	4.43		8.25	3.20	8.85		7.7	1.70	7.89		3.9	1.90	4.34		4.5	1.90	4.88	
	ПС 330/150/6 Каховська	35 2Т		7.28	4.4	8.49		10.9	6.60	12.74		8.53	5.12	9.95		10.4	2.90	10.80		11.3	6.80	13.19		8.4	3.20	8.99		9.8	3.20	10.31	
	ПС 330/150/6 Каховська	6 2Т		0.00	0.0	0.00		2.26	1.36	2.64		2.00	1.20	2.33		3.73	1.30	3.95		2.52	0.30	2.54		2	0.80	2.15		2.1	0.70	2.21	

№ за/п	Назва ПС 35кВ	S вст., МВ А	Літо 2020р.								Зима 2020р.								Міжсезоння 2020р.								
			Р денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Кз, %	Р вечір. Макс., МВт	Q вечір. Макс., Мвар	S вечір. Макс., МВА	Кз, %	Р денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Кз, %	Р вечір. Макс., МВт	Q вечір. Макс., Мвар	S вечір. Макс., МВА	Кз, %	Р денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Кз, %	Р вечір. Макс., МВт	Q вечір. Макс., Мвар	S вечір. Макс., МВА	Кз, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
В.Лепетиське ВДЗРМ																											
1	В.Лепетиха 35/10	12.6	1.91	1.15	2.23	17.68	2.11	1.27	2.46	19.53	3.36	2.02	3.92	31.10	3.85	2.31	4.49	35.63	1.96	1.18	2.29	18.14	2.17	1.30	2.53	20.08	
2	М.Лепетиха 35/10	8.8	0.22	0.13	0.26	2.92	0.28	0.17	0.33	3.71	0.15	0.09	0.17	1.99	0.44	0.26	0.51	5.83	0.23	0.14	0.27	3.05	0.29	0.17	0.34	3.84	
3	Миколаївка 35/10	6.3	0.20	0.12	0.23	3.70	0.22	0.13	0.26	4.07	0.07	0.04	0.08	1.30	0.24	0.14	0.28	4.44	0.27	0.16	0.31	5.00	0.29	0.17	0.34	5.37	
4	В.Рогачик 35/10	8.0	0.94	0.56	1.10	13.70	1.18	0.71	1.38	17.20	1.41	0.85	1.64	20.55	1.61	0.97	1.88	23.47	0.98	0.59	1.14	14.29	1.20	0.72	1.40	17.49	
5	Ушкалка 35/10	4.3	0.23	0.14	0.27	6.24	0.27	0.16	0.31	7.32	0.33	0.20	0.38	8.95	0.33	0.20	0.38	8.95	0.24	0.14	0.28	6.51	0.28	0.17	0.33	7.59	
6	Первомаївка 35/10	2.5	0.40	0.24	0.47	18.66	0.36	0.22	0.42	16.79	0.25	0.15	0.29	11.66	0.30	0.18	0.35	13.99	0.41	0.25	0.48	19.13	0.37	0.22	0.43	17.26	
7	Самойлівка 35/10	2.5	0.13	0.08	0.15	6.06	0.11	0.07	0.13	5.13	0.13	0.08	0.15	6.06	0.14	0.08	0.16	6.53	0.15	0.09	0.17	7.00	0.13	0.08	0.15	6.06	
Високопільське ВДЗРМ																											
8	Н.Воронцовська 35/10	8.0	0.91	0.55	1.06	13.27	0.66	0.40	0.77	9.62	1.54	0.92	1.80	22.45	1.33	0.80	1.55	19.39	1.01	0.61	1.18	14.72	0.83	0.50	0.97	12.10	
9	Погранична 35/10	4.0	0.44	0.26	0.51	12.83	0.28	0.17	0.33	8.16	0.47	0.28	0.55	13.70	0.42	0.25	0.49	12.24	0.49	0.29	0.57	14.29	0.28	0.17	0.33	8.16	
10	Хрещенівська 35/10	2.5	0.16	0.10	0.19	7.46	0.13	0.08	0.15	6.06	0.16	0.10	0.19	7.46	0.11	0.07	0.13	5.13	0.18	0.11	0.21	8.40	0.16	0.10	0.19	7.46	
11	Осокорівська 35/10	2.5	0.20	0.12	0.23	9.33	0.16	0.10	0.19	7.46	0.41	0.25	0.48	19.13	0.34	0.20	0.40	15.86	0.22	0.13	0.26	10.26	0.16	0.10	0.19	7.46	
12	Піонер 35/10	5.0	0.28	0.17	0.33	6.53	0.19	0.11	0.22	4.43	0.31	0.19	0.36	7.23	0.22	0.13	0.26	5.13	0.31	0.19	0.36	7.23	0.24	0.14	0.28	5.60	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
13	З.Балка 35/10 Т-1	2.5	0.36	0.22	0.42	16.79	0.19	0.11	0.22	8.86	0.16	0.10	0.19	7.46	0.13	0.08	0.15	6.06	0.40	0.24	0.47	18.66	0.19	0.11	0.22	8.86
14	З.Балка 35/6 Т-3 (зрош.)	4.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15	Біляївська 35/10	5.0	0.13	0.08	0.15	3.03	0.11	0.07	0.13	2.57	0.22	0.13	0.26	5.13	0.19	0.11	0.22	4.43	0.14	0.08	0.16	3.27	0.13	0.08	0.15	3.03
16	Янтарна 35/10	2.5	0.33	0.20	0.38	15.39	0.27	0.16	0.31	12.59	0.23	0.14	0.27	10.73	0.19	0.11	0.22	8.86	0.21	0.13	0.24	9.80	0.27	0.16	0.31	12.59
17	Светлічна 35/10	1.6	0.16	0.10	0.19	11.66	0.20	0.12	0.23	14.58	0.31	0.19	0.36	22.59	0.30	0.18	0.35	21.87	0.17	0.10	0.20	12.39	0.20	0.12	0.23	14.58
18	Гаврилівка 35/10	2.5	0.34	0.20	0.40	15.86	0.31	0.19	0.36	14.46	0.42	0.25	0.49	19.59	0.36	0.22	0.42	16.79	0.38	0.23	0.44	17.73	0.31	0.19	0.36	14.46
19	Воскресенівська 35/10	2.5	0.25	0.15	0.29	11.66	0.17	0.10	0.20	7.93	0.23	0.14	0.27	10.73	0.17	0.10	0.20	7.93	0.25	0.15	0.29	11.66	0.17	0.10	0.20	7.93
20	Червонофлотська 35/10	2.5	0.14	0.08	0.16	6.53	0.13	0.08	0.15	6.06	0.17	0.10	0.20	7.93	0.16	0.10	0.19	7.46	0.14	0.08	0.16	6.53	0.13	0.08	0.15	6.06
21	Новодмитровская 35/10	2.5	0.28	0.17	0.33	13.06	0.27	0.16	0.31	12.59	0.30	0.18	0.35	13.89	0.34	0.20	0.40	15.86	0.28	0.17	0.33	13.06	0.27	0.16	0.31	12.59
22	Б.Криниця 35/10	6.5	0.34	0.20	0.40	6.10	0.28	0.17	0.33	5.02	0.39	0.23	0.45	7.00	0.42	0.25	0.49	7.54	0.34	0.20	0.40	6.10	0.24	0.14	0.28	4.31
23	Калининская 35/10	5.0	0.41	0.25	0.48	9.56	0.38	0.23	0.44	8.86	0.45	0.27	0.52	10.50	0.47	0.28	0.55	10.96	0.41	0.25	0.48	9.56	0.38	0.23	0.44	8.86
24	В.Олександрівська 35/10	8.0	1.91	1.15	2.23	27.84	1.61	0.97	1.88	23.47	2.31	1.39	2.69	33.67	2.45	1.47	2.86	35.71	1.91	1.15	2.23	27.84	1.40	0.84	1.63	20.41
25	Н.Кубанська 35/10	3.6	0.32	0.19	0.37	10.37	0.30	0.18	0.35	9.72	0.31	0.19	0.36	10.04	0.30	0.18	0.35	9.72	0.32	0.19	0.37	10.37	0.30	0.18	0.35	9.72
26	Борозенська 35/10	5.0	0.39	0.23	0.45	9.10	0.36	0.22	0.42	8.40	0.42	0.25	0.49	9.80	0.42	0.25	0.49	9.80	0.39	0.23	0.45	9.10	0.36	0.22	0.42	8.40
27	Колос 35/10	1.6	0.07	0.04	0.08	5.10	0.06	0.04	0.07	4.56	0.05	0.03	0.06	3.64	0.06	0.04	0.07	4.37	0.07	0.04	0.08	5.10	0.05	0.03	0.06	3.64
28	Д.Брод 35/10	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
29	Вишнева 35/10	1.6	0.13	0.08	0.15	9.48	0.08	0.05	0.09	5.83	0.16	0.09	0.18	11.42	0.16	0.10	0.19	11.66	0.13	0.08	0.15	9.48	0.08	0.05	0.09	5.83
30	Високопільська 35/10	5.0	0.86	0.52	1.00	20.06	0.80	0.48	0.93	18.66	1.04	0.62	1.21	24.26	1.17	0.70	1.36	27.29	0.86	0.52	1.00	20.06	0.80	0.48	0.93	18.66
31	Архангельська 35/10	3.2	0.61	0.37	0.71	22.23	0.58	0.35	0.68	21.14	0.66	0.40	0.77	24.05	0.61	0.37	0.71	22.23	0.61	0.37	0.71	22.23	0.58	0.35	0.68	21.14
32	Вознесенівська 35/10	2.5	0.09	0.05	0.10	4.20	0.08	0.05	0.09	3.73	0.16	0.10	0.19	7.46	0.16	0.10	0.19	7.46	0.09	0.05	0.10	4.20	0.08	0.05	0.10	3.80
33	Кочубеївка 35/10	2.5	0.38	0.23	0.44	17.73	0.25	0.15	0.29	11.66	0.44	0.26	0.51	20.52	0.33	0.20	0.38	15.39	0.38	0.23	0.44	17.73	0.25	0.15	0.29	11.66
Генічеське ВДЗРМ																										
34	Генічеськ 35/10 (тр-р 1Т)	10.0	3.20	1.92	3.73	37.32	2.30	1.38	2.68	26.82	2.70	1.62	3.15	31.49	3.05	1.83	3.56	35.57	1.86	1.12	2.17	21.69	1.53	0.92	1.78	17.84
35	Генічеськ 35/10 (тр-р 2Т)	10.0	2.19	1.31	2.55	25.54	1.81	1.09	2.11	21.11	4.95	2.97	5.77	57.73	5.16	3.10	6.02	60.18	1.82	1.09	2.12	21.22	1.50	0.90	1.75	17.49
36	Петрівка 35/10	2.5	0.44	0.26	0.51	20.52	0.45	0.27	0.52	20.99	0.94	0.56	1.10	43.85	1.06	0.64	1.24	49.45	0.62	0.37	0.72	28.92	0.63	0.38	0.73	29.39
37	Партизани 35/10	4.0	0.59	0.35	0.69	17.20	0.67	0.40	0.78	19.53	1.06	0.64	1.24	30.90	1.13	0.68	1.32	32.94	0.59	0.35	0.69	17.20	0.67	0.40	0.78	19.53
38	Н.Григорівка 35/10	4.1	0.47	0.28	0.55	13.37	0.52	0.31	0.61	14.79	0.45	0.27	0.52	12.80	0.70	0.42	0.82	19.91	0.49	0.29	0.57	13.94	0.55	0.33	0.64	15.64
39	Чонгар 35/10	5.0	0.47	0.28	0.55	10.96	0.52	0.31	0.61	12.13	0.81	0.49	0.94	18.89	0.66	0.40	0.77	15.39	0.47	0.28	0.55	10.96	0.52	0.31	0.61	12.13
40	Приазовська 35/10	6.5	0.63	0.38	0.73	11.30	0.66	0.40	0.77	11.84	1.03	0.62	1.20	18.48	1.17	0.70	1.36	20.99	0.66	0.40	0.77	11.84	0.69	0.41	0.80	12.38
41	Вікторівка 35/10	2.5	0.39	0.23	0.45	18.19	0.23	0.14	0.27	10.73	0.42	0.25	0.49	19.59	0.47	0.28	0.55	21.92	0.55	0.33	0.64	25.66	0.32	0.19	0.37	14.93
42	Озеряни 35/10	2.5	0.08	0.05	0.09	3.73	0.06	0.04	0.07	2.80	0.05	0.03	0.06	2.33	0.05	0.03	0.06	2.33	0.08	0.05	0.09	3.73	0.06	0.04	0.07	2.80
43	Генгірка 35/10	8.0	1.33	0.80	1.55	19.39	1.39	0.83	1.62	20.26	0.63	0.38	0.73	9.18	0.64	0.38	0.75	9.33	0.77	0.46	0.90	11.22	0.04	0.02	0.05	0.58
44	Стрількове 35/10	10.3	1.53	0.92	1.78	17.32	1.23	0.74	1.43	13.93	0.86	0.52	1.00	9.74	0.94	0.56	1.10	10.64	0.89	0.53	1.04	10.08	0.82	0.49	0.96	9.28
45	Щасливцеве 35/10	10.0	2.00	1.20	2.33	23.32	1.72	1.03	2.01	20.06	1.14	0.68	1.33	13.29	1.27	0.76	1.48	14.81	1.16	0.70	1.35	13.53	0.15	0.09	0.17	1.75

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Голопристанське ВДЗРМ																										
46	Гопри 35/10	26.0	4.95	2.97	5.77	22.20	4.36	2.62	5.08	19.56	5.41	3.25	6.31	24.27	5.92	3.55	6.90	26.55	5.30	3.18	6.18	23.77	4.70	2.82	5.48	21.08
47	Н.Збур'ївка 35/10	2.5	1.55	0.93	1.81	72.30	1.44	0.86	1.68	67.17	1.34	0.80	1.56	62.51	1.67	1.00	1.95	77.90	2.58	1.55	3.01	120.35	1.55	0.93	1.81	72.30
48	Кардашинка 35/10	4.0	0.66	0.40	0.77	19.24	0.66	0.40	0.77	19.24	0.50	0.30	0.58	14.58	0.58	0.35	0.68	16.91	1.10	0.66	1.28	32.07	0.71	0.43	0.83	20.70
49	Гладківська 35/10	2.5	1.19	0.71	1.39	55.51	1.16	0.70	1.35	54.11	0.98	0.59	1.14	45.71	1.31	0.79	1.53	61.11	0.77	0.46	0.90	35.92	0.96	0.58	1.12	44.78
50	Геройська 35/10	2.5	0.67	0.40	0.78	31.25	0.55	0.33	0.64	25.66	0.69	0.41	0.80	32.19	0.78	0.47	0.91	36.39	0.83	0.50	0.97	38.72	0.66	0.40	0.77	30.79
51	Долмагівка 35/10	6.5	1.38	0.83	1.61	24.76	1.33	0.80	1.55	23.86	1.63	0.98	1.90	29.24	1.72	1.03	2.01	30.86	0.55	0.33	0.64	9.87	0.66	0.40	0.77	11.84
52	М.Копані 35/10	2.5	0.78	0.47	0.91	36.39	0.70	0.42	0.82	32.65	0.73	0.44	0.85	34.05	0.73	0.44	0.85	34.05	0.52	0.31	0.61	24.26	0.58	0.35	0.68	27.06
53	Рад.Азербайджан 35/10	2.5	0.80	0.48	0.93	37.32	0.89	0.53	1.04	41.52	0.86	0.52	1.00	40.12	1.02	0.61	1.19	47.58	0.32	0.19	0.37	14.93	0.44	0.26	0.51	20.52
54	Комінтерн 35/10	9.6	1.28	0.77	1.49	15.55	1.33	0.80	1.55	16.16	1.33	0.80	1.55	16.16	1.48	0.89	1.73	17.98	1.60	0.96	1.87	19.44	1.66	1.00	1.94	20.17
55	В.Дружинка 35/10	2.5	0.92	0.55	1.07	42.92	0.75	0.45	0.87	34.99	0.78	0.47	0.91	36.39	0.89	0.53	1.04	41.52	1.15	0.69	1.34	53.64	0.90	0.54	1.05	41.98
56	Бехтери 35/10	5.0	1.72	1.03	2.01	40.12	1.84	1.10	2.15	42.92	1.64	0.98	1.91	38.25	2.06	1.24	2.40	48.05	1.29	0.77	1.50	30.09	1.38	0.83	1.61	32.19
57	З.Порт 35/10	20.0	6.50	3.90	7.58	37.90	6.70	4.02	7.81	39.07	2.33	1.40	2.72	13.59	2.69	1.61	3.14	15.69	4.80	2.88	5.60	27.99	5.02	3.01	5.85	29.27
58	Пам'ятна 35/10	2.5	0.41	0.25	0.48	19.13	0.55	0.33	0.64	25.66	0.58	0.35	0.68	27.06	0.63	0.38	0.73	29.39	0.51	0.31	0.59	23.79	0.66	0.40	0.77	30.79
59	Б.Острів 35/10	4.0	1.80	1.08	2.10	52.48	1.69	1.01	1.97	49.27	1.53	0.92	1.78	44.61	1.67	1.00	1.95	48.69	1.58	0.95	1.84	46.06	1.48	0.89	1.73	43.15
60	Більшовик 35/10	4.0	1.13	0.68	1.32	32.94	1.05	0.63	1.22	30.61	0.55	0.33	0.64	16.04	0.80	0.48	0.93	23.32	0.84	0.50	0.98	24.49	0.78	0.47	0.91	22.74
Іванівське ВДЗРМ																										
61	Іванівка 35/10	6.5	1.25	0.75	1.46	22.43	1.52	0.91	1.77	27.27	1.83	1.10	2.13	32.83	1.97	1.18	2.30	35.34	1.33	0.80	1.55	23.86	1.52	0.91	1.77	27.27
62	Благодатна 35/10	5.0	0.45	0.27	0.52	10.50	0.45	0.27	0.52	10.50	0.30	0.18	0.35	7.00	0.42	0.25	0.49	9.80	1.34	0.80	1.56	31.25	0.45	0.27	0.52	10.50
63	Дружбівка 35/10	4.0	0.42	0.25	0.49	12.24	0.44	0.26	0.51	12.83	0.38	0.23	0.44	11.08	0.42	0.25	0.49	12.24	0.45	0.27	0.52	13.12	0.44	0.26	0.51	12.83
64	Фрунзе 35/10	4.0	0.30	0.18	0.35	8.75	0.31	0.19	0.36	9.04	0.41	0.25	0.48	11.95	0.50	0.30	0.58	14.58	0.32	0.19	0.37	9.33	0.31	0.19	0.36	9.04
65	Н.Сірогози 35/10	6.5	1.44	0.86	1.68	25.84	1.47	0.88	1.71	26.37	1.11	0.67	1.29	19.91	1.08	0.65	1.26	19.38	1.61	0.97	1.88	28.89	1.74	1.04	2.03	31.22
66	Трофимівка 35/10	2.5	0.19	0.11	0.22	8.86	0.22	0.13	0.26	10.26	0.19	0.11	0.22	8.86	0.25	0.15	0.29	11.66	0.20	0.12	0.23	9.33	0.22	0.13	0.26	10.26
67	Першопокровка 35/10	5.0	0.61	0.37	0.71	14.23	0.80	0.48	0.93	18.66	0.81	0.49	0.94	18.89	1.03	0.62	1.20	24.02	0.68	0.41	0.79	15.86	0.95	0.57	1.11	22.16
68	Верби 35/10	4.1	0.55	0.33	0.64	15.64	0.60	0.36	0.69	16.94	0.86	0.52	1.00	24.46	0.92	0.55	1.07	26.17	0.62	0.37	0.72	17.64	0.71	0.43	0.83	20.20
69	Степна 35/10	4.1	0.45	0.27	0.53	12.93	0.64	0.38	0.75	18.20	0.61	0.37	0.71	17.35	0.83	0.50	0.97	23.61	0.48	0.29	0.56	13.65	0.64	0.38	0.75	18.20
70	КХП 35/10	2.5	0.11	0.07	0.13	5.13	0.10	0.06	0.12	4.66	0.14	0.08	0.16	6.53	0.16	0.10	0.19	7.46	0.12	0.07	0.14	5.60	0.12	0.07	0.14	5.60
Каховське ВДЗРМ																										
71	Каховка 35/6	25.0	4.53	2.72	5.28	21.13	4.12	2.47	4.80	19.22	1.52	0.91	1.77	7.09	1.55	0.93	1.81	7.23	3.75	2.25	4.37	17.49	4.12	2.47	4.80	
72	Каховка 35/10	12.6	1.19	0.71	1.39	11.01	0.80	0.48	0.93	7.40	11.89	7.13	13.87	110.05	12.13	7.28	14.15	112.27	0.99	0.59	1.15	9.16	0.80	0.48	0.93	7.40
73	Коробки 35/10 1Т	2.5	0.47	0.28	0.55	21.92	0.56	0.34	0.65	26.12	0.52	0.31	0.61	24.26	0.47	0.28	0.55	21.92	0.34	0.21	0.40	16.08	0.21	0.13	0.24	9.80
74	Коробки 35/10 2Т	1.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
75	Ч.Перекоп 35/10	4.1	0.45	0.27	0.52	12.80	0.44	0.26	0.51	12.52	0.67	0.40	0.78	19.06	0.59	0.35	0.69	16.78	0.18	0.11	0.21	5.12	0.22	0.13	0.26	6.26
76	Тавричанка 35/10	5.0	0.52	0.31	0.61	12.13	0.52	0.31	0.61	12.13	0.72	0.43	0.84	16.79	0.83	0.50	0.97	19.36	0.37	0.22	0.43	8.63	0.26	0.16	0.30	6.06
77	Чорнянка 35/10	8.0	0.47	0.28	0.55	6.85	0.56	0.34	0.65	8.16	0.64	0.38	0.75	9.33	0.69	0.41	0.80	10.06	0.38	0.23	0.44	5.54	0.44	0.26	0.51	6.41
78	Ретранслятор 35/10	6.3	0.19	0.11	0.22	3.52	0.31	0.19	0.36	5.74	0.45	0.27	0.52	8.33	0.50	0.30	0.58	9.26	0.29	0.17	0.34	5.37	0.31	0.19	0.36	5.74

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
79	ПС 35/10 «НС-5МК» (Насосна станція-5 магістральний канал)	2.5	0.03	0.02	0.03	1.40	0.03	0.02	0.03	1.40	0.16	0.10	0.19	7.46	0.17	0.10	0.20	7.93	0.01	0.01	0.01	0.47	0.01	0.01	0.01	0.47	
80	Заозерная 35/10	2.5	0.11	0.07	0.13	5.13	0.08	0.05	0.09	3.73	0.25	0.15	0.29	11.66	0.22	0.13	0.26	10.26	0.07	0.04	0.08	3.27	0.07	0.04	0.08	3.27	
81	НС-6по Р-1-1 35/10 (насосна станція -6 по рукаву -1-1)	1.6	0.06	0.04	0.07	4.37	0.08	0.05	0.09	5.71	0.08	0.05	0.09	5.83	0.17	0.10	0.20	12.39	0.01	0.01	0.01	0.73	0.02	0.01	0.02	1.46	
82	ПС 35/10 «НС-3МК» (Насосна станція- зрошувальний магістральний канал)	1.8	0.06	0.04	0.07	3.89	0.03	0.02	0.03	1.94	0.06	0.04	0.07	3.89	0.08	0.05	0.09	5.18	0.02	0.01	0.02	1.30	0.01	0.01	0.01	0.65	
83	Р.Люксембург 35/10	2.5	0.14	0.08	0.16	6.53	0.16	0.10	0.19	7.46	0.17	0.10	0.20	7.93	0.55	0.33	0.64	25.66	0.06	0.04	0.07	2.80	0.08	0.05	0.09	3.73	
84	Краса Херсонщини 35/10	4.0	0.38	0.23	0.44	11.08	0.36	0.22	0.42	10.50	0.63	0.38	0.73	18.37	0.66	0.40	0.77	19.24	0.13	0.08	0.15	3.79	0.12	0.07	0.14	3.50	
85	Каменка 35/10	2.5	0.42	0.25	0.49	19.59	0.36	0.22	0.42	16.79	0.53	0.32	0.62	24.72	0.30	0.18	0.35	13.99	0.34	0.20	0.40	15.86	0.29	0.17	0.34	13.53	
86	Любимівка 35/10 1Т	4.0	0.89	0.53	1.04	25.95	0.94	0.56	1.10	27.41	1.41	0.85	1.64	41.11	1.41	0.85	1.64	41.11	0.29	0.17	0.34	8.45	0.35	0.21	0.41	10.20	
87	Любимівка 35/10 2Т	4.0	0.53	0.32	0.62	15.45	0.34	0.20	0.40	9.91	0.39	0.23	0.45	11.37	0.42	0.25	0.49	12.24	0.18	0.11	0.21	5.25	0.17	0.10	0.20	4.96	
88	Чорноморівка 35/10	2.5	0.50	0.30	0.58	23.32	0.41	0.25	0.48	19.13	0.88	0.53	1.03	41.05	0.88	0.53	1.03	41.05	0.10	0.06	0.12	4.66	0.09	0.05	0.10	4.20	
89	Богданівка 35/10	2.5	0.17	0.10	0.20	7.93	0.25	0.15	0.29	11.66	0.22	0.13	0.26	10.26	0.27	0.16	0.31	12.59	0.04	0.02	0.05	1.87	0.06	0.04	0.07	2.80	
90	Горностаївка 35/10	6.5	1.00	0.60	1.17	17.94	0.81	0.49	0.94	14.53	2.28	1.37	2.66	40.91	2.09	1.25	2.44	37.50	1.00	0.60	1.17	17.94	0.83	0.50	0.97	14.89	
91	Каїри 35/10	2.5	0.45	0.27	0.52	20.99	0.22	0.13	0.26	10.26	0.70	0.42	0.82	32.65	0.67	0.40	0.78	31.25	0.68	0.41	0.79	31.72	0.22	0.13	0.26	10.26	
92	Ольгіно 35/10	2.5	0.22	0.13	0.26	10.26	0.14	0.08	0.16	6.53	0.33	0.20	0.38	15.39	0.67	0.40	0.78	31.25	0.22	0.13	0.26	10.26	0.15	0.09	0.17	7.00	
93	Б.Благовіщенка 35/10	4.3	0.53	0.32	0.62	14.37	0.45	0.27	0.52	12.20	0.22	0.13	0.26	5.97	0.16	0.10	0.19	4.34	0.69	0.41	0.80	18.71	0.59	0.35	0.69	16.00	
94	Константинівка 35/10	5.0	0.55	0.33	0.64	12.83	0.47	0.28	0.55	10.96	0.61	0.37	0.71	14.23	0.63	0.38	0.73	14.69	0.18	0.11	0.21	4.20	0.24	0.14	0.28	5.60	
Н.Каховське ВДЗРМ																											
95	Качкарівська 35/10	2.5	0.44	0.26	0.51	20.52	0.39	0.23	0.45	18.19	0.47	0.28	0.55	21.92	0.55	0.33	0.64	25.66	0.44	0.26	0.51	20.52	0.39	0.23	0.45	18.19	
96	Софіївка 35/6 (зрош.)	4.0	0.05	0.03	0.06	1.46	0.05	0.03	0.06	1.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.03	0.06	1.46	0.05	0.03	0.06	1.46	
97	Космос 35/6 (зрош.)	8.0	0.02	0.01	0.02	0.29	0.02	0.01	0.02	0.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.01	0.02	0.29	0.02	0.01	0.02	0.29	
98	Н.Каїрська 35/10	1.0	0.22	0.13	0.26	25.66	0.19	0.11	0.22	22.16	0.19	0.11	0.22	22.16	0.20	0.12	0.23	23.32	0.22	0.13	0.26	25.66	0.19	0.11	0.22	22.16	
99	Суханівська 35/10 (зрош.)	1.6	0.08	0.05	0.09	5.83	0.05	0.03	0.06	3.64	0.06	0.04	0.07	4.37	0.08	0.05	0.09	5.83	0.08	0.05	0.09	5.83	0.05	0.03	0.06	3.64	
100	Н.Райська 35/10	5.0	0.63	0.38	0.73	14.69	0.55	0.33	0.64	12.83	0.70	0.42	0.82	16.33	0.86	0.52	1.00	20.06	0.63	0.38	0.73	14.69	0.55	0.33	0.64	12.83	
101	Зоря 35/10	11.2	2.13	1.28	2.48	22.18	2.11	1.27	2.46	21.97	3.52	2.11	4.10	36.65	3.83	2.30	4.47	39.88	1.79	1.07	2.09	18.64	1.90	1.14	2.22	19.78	
102	Високівська 35/10	6.5	0.14	0.08	0.16	2.51	0.33	0.20	0.38	5.92	0.31	0.19	0.36	5.56	0.31	0.19	0.36	5.56	0.11	0.07	0.13	1.97	0.26	0.16	0.30	4.66	
103	Зміївка 35/10	5.0	0.66	0.40	0.77	15.39	0.66	0.40	0.77	15.39	0.75	0.45	0.87	17.49	0.81	0.49	0.94	18.89	0.83	0.50	0.97	19.36	0.17	0.10	0.20	3.97	
104	Львівська 35/10/6	5.0	0.52	0.31	0.61	12.13	0.38	0.23	0.44	8.86	0.63	0.38	0.73	14.69	0.72	0.43	0.84	16.79	0.42	0.25	0.49	9.80	0.30	0.18	0.35	7.00	
105	Тягинська 35/10	1.6	0.39	0.23	0.45	28.43	0.38	0.23	0.44	27.70	0.52	0.31	0.61	37.90	0.55	0.33	0.64	40.09	0.31	0.19	0.36	22.59	0.30	0.18	0.35	21.87	
106	Раківська 35/10	2.5	0.19	0.11	0.22	8.86	0.13	0.08	0.15	6.06	0.13	0.08	0.15	6.06	0.13	0.08	0.15	6.06	0.05	0.03	0.06	2.33	0.03	0.02	0.03	1.40	
107	Кіровська 35/10	5.0	0.27	0.16	0.31	6.30	1.36	0.82	1.59	31.72	0.19	0.11	0.22	4.43	0.19	0.11	0.22	4.43	0.35	0.21	0.41	8.16	2.04	1.22	2.38	47.58	
108	Козацька 35/10	5.0	1.20	0.72	1.40	27.99	1.20	0.72	1.40	27.99	1.31	0.79	1.53	30.55	1.42	0.85	1.66	33.12	1.01	0.61	1.18	23.56	1.08	0.65	1.26	25.19	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
109	Ч.Маяк 35/10	2.5	0.36	0.22	0.42	16.79	0.30	0.18	0.35	13.99	0.41	0.25	0.48	19.13	0.50	0.30	0.58	23.32	0.45	0.27	0.52	20.99	0.08	0.05	0.09	3.73
110	Костирка 35/10	1.8	0.19	0.11	0.22	12.31	0.11	0.07	0.13	7.13	0.09	0.05	0.10	5.83	0.09	0.05	0.10	5.83	0.24	0.14	0.28	15.55	0.03	0.02	0.03	1.94
111	Заріченська 35/10	2.5	0.50	0.30	0.58	23.32	0.44	0.26	0.51	20.52	0.48	0.29	0.56	22.39	0.39	0.23	0.45	18.19	0.40	0.24	0.47	18.66	0.35	0.21	0.41	16.33
112	Порт 35/10	12.6	0.98	0.59	1.14	9.07	1.17	0.70	1.36	10.83	1.17	0.70	1.36	10.83	1.47	0.88	1.71	13.61	0.78	0.47	0.91	7.22	0.94	0.56	1.10	8.70
113	Дніпряни 35/10	2.5	1.38	0.83	1.61	64.37	1.00	0.60	1.17	46.65	0.80	0.48	0.93	37.32	0.02	0.01	0.02	0.93	1.10	0.66	1.28	51.31	0.80	0.48	0.93	37.32
114	Щорса 35/10 1Т, 2Т	32.0	5.30	3.18	6.18	19.32	5.09	3.05	5.94	18.55	6.52	3.91	7.60	23.76	7.14	4.28	8.33	26.02	4.21	2.53	4.91	15.34	4.07	2.44	4.75	14.83
115	Щорса 35/10/6 3Т	4.0	1.52	0.91	1.77	44.32	0.79	0.47	0.92	23.03	2.03	1.22	2.37	59.18	2.34	1.40	2.73	68.22	1.21	0.73	1.41	35.28	0.63	0.38	0.73	18.37
116	Основа 35/10	12.6	1.95	1.17	2.27	18.05	1.84	1.10	2.15	17.03	1.84	1.10	2.15	17.03	2.39	1.43	2.79	22.12	1.56	0.94	1.82	14.44	1.47	0.88	1.71	13.61
117	Таврійська 35/10	5.6	0.14	0.08	0.16	2.92	0.09	0.05	0.10	1.87	0.67	0.40	0.78	13.95	0.78	0.47	0.91	16.24	0.11	0.07	0.13	2.29	0.07	0.04	0.08	1.46
Новотроїцьке ВДЗРМ																										
118	Громівка 35/10	6.5	0.80	0.48	0.93	14.35	0.83	0.50	0.97	14.89	1.02	0.61	1.19	18.30	0.80	0.48	0.93	14.35	0.40	0.24	0.47	7.18	1.37	0.82	1.60	24.58
119	Василівка 35/10	2.5	0.40	0.24	0.47	18.66	0.44	0.26	0.51	20.52	0.14	0.08	0.16	6.53	0.17	0.10	0.20	7.93	0.20	0.12	0.23	9.33	0.58	0.35	0.68	27.06
120	Н.Михайлівка 35/10	2.5	0.30	0.18	0.35	13.99	0.33	0.20	0.38	15.39	0.38	0.23	0.44	17.73	0.42	0.25	0.49	19.59	0.08	0.05	0.09	3.73	0.23	0.14	0.27	10.73
121	Отрадівка 35/10	1.6	0.25	0.15	0.29	18.22	0.31	0.19	0.36	22.59	0.55	0.33	0.64	40.09	0.66	0.40	0.77	48.11	0.25	0.15	0.29	18.22	0.31	0.19	0.36	22.59
122	Подове 35/10	5.0	0.41	0.25	0.48	9.56	0.47	0.28	0.55	10.96	0.52	0.31	0.61	12.13	0.55	0.33	0.64	12.83	0.10	0.06	0.12	2.33	0.11	0.07	0.13	2.57
123	Попелак 35/10	2.5	0.22	0.13	0.26	10.26	0.25	0.15	0.29	11.66	0.25	0.15	0.29	11.66	0.23	0.14	0.27	10.73	0.06	0.04	0.07	2.80	0.01	0.01	0.01	0.47
124	Сиваши 35/10	6.5	0.73	0.44	0.85	13.10	0.70	0.42	0.82	12.56	0.97	0.58	1.13	17.40	1.59	0.95	1.85	28.53	0.73	0.44	0.85	13.10	0.70	0.42	0.82	12.56
125	Федорівка 35/10	5.0	0.27	0.16	0.31	6.30	0.34	0.20	0.40	7.93	0.31	0.19	0.36	7.23	0.34	0.20	0.40	7.93	0.35	0.21	0.41	8.16	0.68	0.41	0.79	15.86
126	Чкалове 35/10	6.5	0.80	0.48	0.93	14.35	0.86	0.52	1.00	15.43	1.31	0.79	1.53	23.50	1.34	0.80	1.56	24.04	1.06	0.64	1.24	19.02	1.72	1.03	2.01	30.86
Скадовське ВДЗРМ																										
127	Скадовська 35/10	20.0	4.19	2.51	4.89	24.43	4.00	2.40	4.66	23.32	6.39	3.83	7.45	37.26	6.77	4.06	7.90	39.48	4.02	2.41	4.69	23.44	3.84	2.30	4.48	22.39
128	Приморська 35/10	6.5	0.31	0.19	0.36	5.56	0.27	0.16	0.31	4.84	0.31	0.19	0.36	5.56	0.27	0.16	0.31	4.84	0.29	0.17	0.34	5.20	0.25	0.15	0.29	4.49
129	Грушівка 35/10	4.1	0.22	0.13	0.26	6.26	0.17	0.10	0.20	4.84	0.33	0.20	0.38	9.39	0.36	0.22	0.42	10.24	0.21	0.13	0.24	5.97	0.16	0.10	0.19	4.55
130	Таврія 35/10	6.5	0.27	0.16	0.31	4.84	0.22	0.13	0.26	3.95	0.25	0.15	0.29	4.49	0.33	0.20	0.38	5.92	0.25	0.15	0.29	4.49	0.21	0.13	0.24	3.77
131	Н.Миколаївка 35/10	6.5	0.31	0.19	0.36	5.56	0.25	0.15	0.29	4.49	0.41	0.25	0.48	7.36	0.39	0.23	0.45	7.00	0.22	0.13	0.26	3.95	0.18	0.11	0.21	3.23
132	Красна 35/10	8.0	0.61	0.37	0.71	8.89	0.64	0.38	0.75	9.33	0.47	0.28	0.55	6.85	0.61	0.37	0.71	8.89	0.43	0.26	0.50	6.27	0.46	0.28	0.54	6.71
133	Н.Російська 35/10	5.0	0.30	0.18	0.35	7.00	0.23	0.14	0.27	5.36	0.35	0.21	0.41	8.16	0.61	0.37	0.71	14.23	0.22	0.13	0.26	5.13	0.17	0.10	0.20	3.97
134	Молодіжна 35/10	10.3	1.67	1.00	1.95	18.91	1.36	0.82	1.59	15.40	1.38	0.83	1.61	15.62	1.36	0.82	1.59	15.40	1.20	0.72	1.40	13.59	0.98	0.59	1.14	11.10
135	Михайлівка 35/10	2.5	0.27	0.16	0.31	12.59	0.23	0.14	0.27	10.73	0.33	0.20	0.38	15.39	0.34	0.20	0.40	15.86	0.19	0.11	0.22	8.86	0.17	0.10	0.20	7.93
136	Птахівка 35/10	2.5	0.36	0.22	0.42	16.79	0.30	0.18	0.35	13.99	0.41	0.25	0.48	19.13	0.47	0.28	0.55	21.92	0.45	0.27	0.52	20.99	0.41	0.25	0.48	19.13
137	Берегова 35/10	5.0	0.23	0.14	0.27	5.36	0.22	0.13	0.26	5.13	0.23	0.14	0.27	5.36	0.23	0.14	0.27	5.36	0.22	0.13	0.26	5.13	0.21	0.13	0.24	4.90
138	Морська 35/10	6.5	0.01	0.01	0.01	0.18	0.01	0.01	0.01	0.18	0.03	0.02	0.03	0.54	0.03	0.02	0.03	0.54	0.01	0.01	0.02	0.26	0.01	0.01	0.01	0.18
139	Широка 35/10	2.5	0.48	0.29	0.56	22.39	0.48	0.29	0.56	22.39	0.47	0.28	0.55	21.92	0.48	0.29	0.56	22.39	0.72	0.43	0.84	33.59	0.48	0.29	0.56	22.39
Олешківське ВДЗРМ																										
140	Лісна 35/10	10.3	2.70	1.62	3.15	30.57	2.61	1.57	3.04	29.55	2.89	1.73	3.37	32.72	4.45	2.67	5.19	50.38	2.37	1.42	2.76	26.83	2.29	1.37	2.67	25.93
141	Б.Копані 35/10	6.5	1.84	1.10	2.15	33.01	1.48	0.89	1.73	26.55	1.44	0.86	1.68	25.84	1.48	0.89	1.73	26.55	1.38	0.83	1.61	24.76	1.11	0.67	1.29	19.91
142	Подокалинівка 35/10	1.6	0.59	0.35	0.69	43.00	0.48	0.29	0.56	34.99	0.47	0.28	0.55	34.26	0.53	0.32	0.62	38.63	0.48	0.29	0.56	34.99	0.65	0.39	0.76	47.38

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
143	Тарасівка 35/10	3.5	0.86	0.52	1.00	28.65	0.56	0.34	0.65	18.66	0.47	0.28	0.55	15.66	0.59	0.35	0.69	19.66	0.71	0.43	0.83	23.66	0.76	0.46	0.89	25.32
144	Брилівка 35/10	8.0	0.48	0.29	0.56	7.00	0.69	0.41	0.80	10.06	0.86	0.52	1.00	12.54	0.98	0.59	1.14	14.29	0.40	0.24	0.47	5.83	0.93	0.56	1.08	13.56
145	Н.Маячка 35/10	8.0	1.58	0.95	1.84	23.03	1.75	1.05	2.04	25.51	1.74	1.04	2.03	25.36	2.03	1.22	2.37	29.59	1.29	0.77	1.50	18.80	2.38	1.43	2.78	34.69
146	Ст.Маячка 35/10	2.5	0.81	0.49	0.94	37.78	0.63	0.38	0.73	29.39	0.34	0.20	0.40	15.86	0.63	0.38	0.73	29.39	0.66	0.40	0.77	30.79	0.85	0.51	0.99	39.65
147	Костогризово 35/10	3.2	0.47	0.28	0.55	17.13	0.20	0.12	0.23	7.29	0.31	0.19	0.36	11.30	0.27	0.16	0.31	9.84	0.31	0.19	0.36	11.30	0.17	0.10	0.20	6.20
148	К.Лагері 35/10	5.0	1.52	0.91	1.77	35.45	0.66	0.40	0.77	15.39	0.95	0.57	1.11	22.16	1.25	0.75	1.46	29.15	2.40	1.44	2.80	55.98	1.04	0.62	1.21	24.26
149	Раденська 35/10	2.5	0.94	0.56	1.10	43.85	0.86	0.52	1.00	40.12	1.05	0.63	1.22	48.98	1.03	0.62	1.20	48.05	0.71	0.43	0.83	33.12	0.65	0.39	0.76	30.32
Чаплинське ВДЗРМ																										
150	Чаплинка 35/10	15.9	2.06	1.24	2.40	15.11	2.30	1.38	2.68	16.87	2.88	1.73	3.36	21.12	3.53	2.12	4.12	25.89	2.57	1.54	3.00	18.85	3.17	1.90	3.70	23.25
151	Григорівка 35/10	5.0	0.78	0.47	0.91	18.19	0.72	0.43	0.84	16.79	0.70	0.42	0.82	16.33	0.91	0.55	1.06	21.22	0.75	0.45	0.87	17.49	0.70	0.42	0.82	16.33
152	Асканія Нова 35/10	8.0	0.72	0.43	0.84	10.50	0.80	0.48	0.93	11.66	0.91	0.55	1.06	13.27	1.02	0.61	1.19	14.87	0.52	0.31	0.61	7.58	0.40	0.24	0.47	5.83
153	К.Володимирівка 35/10	8.0	1.27	0.76	1.48	18.51	0.80	0.48	0.93	11.66	0.39	0.23	0.45	5.69	0.51	0.31	0.59	7.43	0.42	0.25	0.49	6.12	0.26	0.16	0.30	3.79
154	Шевченко 35/10	1.8	0.42	0.25	0.49	27.21	0.38	0.23	0.44	24.62	0.38	0.23	0.44	24.62	0.45	0.27	0.52	29.15	0.36	0.22	0.42	23.32	0.19	0.11	0.22	12.31
155	Балтазарівка 35/10	2.5	0.38	0.23	0.44	17.73	0.27	0.16	0.31	12.59	0.36	0.22	0.42	16.79	0.45	0.27	0.52	20.99	0.47	0.28	0.55	21.92	0.37	0.22	0.43	17.26
156	Хрестівка 35/10	2.5	0.95	0.57	1.11	44.32	0.66	0.40	0.77	30.79	0.53	0.32	0.62	24.72	0.30	0.18	0.35	13.99	0.82	0.49	0.96	38.25	0.33	0.20	0.38	15.39
157	Хлібодарівка 35/10	2.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
158	Строганівка 35/10	2.5	0.36	0.22	0.42	16.79	0.33	0.20	0.38	15.39	0.34	0.20	0.40	15.86	0.52	0.31	0.61	24.26	0.32	0.19	0.37	14.93	0.29	0.17	0.34	13.53
159	Маркєєво 35/10	1.6	0.05	0.03	0.06	3.64	0.06	0.04	0.07	4.37	0.06	0.04	0.07	4.37	0.08	0.05	0.09	5.83	0.07	0.04	0.08	5.10	0.12	0.07	0.14	8.75
160	Каланчак 35/10	12.6	1.88	1.13	2.19	17.40	1.84	1.10	2.15	17.03	2.60	1.56	3.03	24.06	3.03	1.82	3.53	28.04	1.58	0.95	1.84	14.62	0.31	0.19	0.36	2.87
161	Привілля 35/10	2.5	1.05	0.63	1.22	48.98	0.75	0.45	0.87	34.99	0.47	0.28	0.55	21.92	0.00	0.00	0.00	0.00	1.30	0.78	1.52	60.64	1.25	0.75	1.46	58.31
162	Ключева 35/10	2.5	0.41	0.25	0.48	19.13	0.44	0.26	0.51	20.52	0.63	0.38	0.73	29.39	0.78	0.47	0.91	36.39	0.51	0.31	0.59	23.79	0.73	0.44	0.85	34.05
163	Н.Київка 35/10	1.8	0.25	0.15	0.29	16.20	0.22	0.13	0.26	14.25	0.23	0.14	0.27	14.90	0.27	0.16	0.31	17.26	0.31	0.19	0.36	20.08	0.30	0.18	0.35	19.44
164	Ч.Чабан 35/10	2.5	0.23	0.14	0.27	10.73	0.25	0.15	0.29	11.66	0.32	0.19	0.37	14.93	0.28	0.17	0.33	13.06	0.28	0.17	0.33	13.06	0.42	0.25	0.49	19.59
165	Мирна 35/10	8.1	0.36	0.22	0.42	5.18	0.36	0.22	0.42	5.18	0.27	0.16	0.31	3.89	0.52	0.31	0.61	7.49	0.30	0.18	0.35	4.32	0.06	0.04	0.07	0.86
Херсонське ВДЗРМ																										
166	Комсомольська 35/6 1Т	16.0	5.97	3.58	6.96	43.51	5.52	3.31	6.44	40.23	8.89	5.33	10.37	64.80	9.03	5.42	10.53	65.82	4.59	2.75	5.35	33.46	4.25	2.55	4.96	30.98
167	Комсомольська 35/6 2Т	16.0	4.63	2.78	5.40	33.75	4.24	2.54	4.94	30.90	7.83	4.70	9.13	57.07	7.18	4.31	8.37	52.33	3.57	2.14	4.16	26.02	3.26	1.96	3.80	23.76
168	Бетонверф 35/6 1Т	6.3	0.29	0.17	0.34	5.37	0.23	0.14	0.27	4.26	1.11	0.67	1.29	20.55	0.85	0.51	0.99	15.73	0.29	0.17	0.34	5.37	0.20	0.12	0.23	3.70
169	Бетонверф 35/6 2Т	6.3	0.47	0.28	0.55	8.70	0.21	0.13	0.24	3.89	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.47	0.28	0.55	8.70	0.18	0.11	0.21	3.33
170	Кіндійська 35/6	20.0	3.64	2.18	4.24	21.22	3.01	1.81	3.51	17.55	2.65	1.59	3.09	15.45	2.70	1.62	3.15	15.74	2.55	1.53	2.97	14.87	2.10	1.26	2.45	12.24
171	Консервна 35/6 1Т	7.5	1.86	1.12	2.17	28.92	1.44	0.86	1.68	22.39	2.94	1.76	3.43	45.70	2.83	1.70	3.30	44.01	1.43	0.86	1.67	22.24	1.11	0.67	1.29	17.26
172	Консервна 35/6 2Т	10.0	0.80	0.48	0.93	9.33	0.55	0.33	0.64	6.41	3.95	2.37	4.61	46.06	4.40	2.64	5.13	51.31	2.48	1.49	2.89	28.92	1.71	1.03	1.99	19.94
173	Оч.Споруди 35/6 1Т	10.0	0.64	0.38	0.75	7.46	0.84	0.50	0.98	9.80	0.47	0.28	0.55	5.48	0.54	0.32	0.63	6.30	0.51	0.31	0.59	5.95	0.66	0.40	0.77	7.70
174	Оч.Споруди 35/6 2Т	10.0	1.46	0.88	1.70	17.03	1.90	1.14	2.22	22.16	2.86	1.72	3.34	33.35	3.19	1.91	3.72	37.20	0.95	0.57	1.11	11.08	1.24	0.74	1.45	14.46
175	Текстильна 35/6 1Т	16.0	6.35	3.81	7.41	46.28	6.67	4.00	7.78	48.62	6.16	3.70	7.18	44.90	6.14	3.68	7.16	44.75	4.88	2.93	5.69	35.57	5.13	3.08	5.98	37.39
176	Текстильна 35/6 2Т	16.0	3.32	1.99	3.87	24.20	3.54	2.12	4.13	25.80	5.63	3.38	6.57	41.04	5.24	3.14	6.11	38.19	2.56	1.54	2.99	18.66	2.73	1.64	3.18	19.90

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
177	Дзержинська 35/6 1Т	16.0	1.49	0.89	1.74	10.86	1.38	0.83	1.61	10.06	1.61	0.97	1.88	11.73	1.61	0.97	1.88	11.73	1.13	0.68	1.32	8.24	1.04	0.62	1.21	7.58
178	Дзержинська 35/6 2Т	16.0	1.38	0.83	1.61	10.06	0.77	0.46	0.90	5.61	1.29	0.77	1.50	9.40	1.10	0.66	1.28	8.02	1.52	0.91	1.77	11.08	1.53	0.92	1.78	11.15
179	Заводська 35/6 1Т	16.0	2.62	1.57	3.06	19.10	2.36	1.42	2.75	17.20	3.92	2.35	4.57	28.57	3.84	2.30	4.48	27.99	3.35	2.01	3.91	24.42	3.23	1.94	3.77	23.54
180	Заводська 35/6 2Т	16.0	1.14	0.68	1.33	8.31	1.49	0.89	1.74	10.86	1.26	0.76	1.47	9.18	1.56	0.94	1.82	11.37	1.36	0.82	1.59	9.91	1.59	0.95	1.85	11.59
181	Будівельна 35/6 1Т	7.5	1.31	0.79	1.53	20.37	1.23	0.74	1.43	19.13	2.17	1.30	2.53	33.74	2.42	1.45	2.82	37.63	1.19	0.71	1.39	18.50	1.12	0.67	1.31	17.42
182	Будівельна 35/6 2Т	6.3	0.85	0.51	0.99	15.73	0.88	0.53	1.03	16.29	2.80	1.68	3.27	51.83	2.90	1.74	3.38	53.68	0.69	0.41	0.80	12.77	0.71	0.43	0.83	13.14
183	Дніпровська 35/6 1Т	16.0	3.00	1.80	3.50	21.87	2.72	1.63	3.17	19.83	3.27	1.96	3.81	23.83	3.57	2.14	4.16	26.02	3.84	2.30	4.48	27.99	3.72	2.23	4.34	27.11
184	Дніпровська 35/6 2Т	16.0	2.27	1.36	2.65	16.55	1.57	0.94	1.83	11.44	4.69	2.81	5.47	34.18	4.24	2.54	4.94	30.90	1.74	1.04	2.03	12.68	1.62	0.97	1.89	11.81
185	Кошова 35/6 1Т	6.3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
186	Кошова 35/6 2Т	6.3	2.43	1.46	2.83	44.98	2.86	1.72	3.34	52.94	3.95	2.37	4.61	73.12	4.16	2.50	4.85	77.01	2.73	1.64	3.18	50.53	3.17	1.90	3.70	58.68
187	Острівна 35/6 1Т	10.0	2.18	1.31	2.54	25.42	2.01	1.21	2.34	23.44	2.95	1.77	3.44	34.40	2.80	1.68	3.27	32.65	2.18	1.31	2.54	25.42	1.76	1.06	2.05	20.52
188	Острівна 35/6 2Т	10.0	0.07	0.04	0.08	0.82	0.07	0.04	0.08	0.82	0.52	0.31	0.61	6.06	0.57	0.34	0.66	6.65	0.07	0.04	0.08	0.82	0.06	0.04	0.07	0.70
189	Північна 35/10 1Т	10.0	3.44	2.06	4.01	40.12	3.13	1.88	3.65	36.50	2.44	1.46	2.85	28.46	2.53	1.52	2.95	29.50	3.13	1.88	3.65	36.50	2.84	1.70	3.31	33.12
190	Північна 35/10 2Т	16.0	2.77	1.66	3.23	20.19	3.82	2.29	4.45	27.84	3.18	1.91	3.71	23.18	3.33	2.00	3.88	24.27	2.24	1.34	2.61	16.33	3.09	1.85	3.60	22.52
191	ТОК 35/10 1Т	4.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
192	ТОК 35/10 2Т	4.0	0.47	0.28	0.55	13.70	0.47	0.28	0.55	13.70	0.63	0.38	0.73	18.37	0.63	0.38	0.73	18.37	0.31	0.19	0.36	9.04	0.31	0.19	0.36	9.04
193	Сонячна 35/10	2.5	0.16	0.10	0.19	7.46	0.11	0.07	0.13	5.13	0.23	0.14	0.27	10.73	0.23	0.14	0.27	10.73	0.14	0.08	0.16	6.53	0.10	0.06	0.12	4.66
194	Сухарна 35/10 1Т	10.0	2.67	1.60	3.11	31.14	3.22	1.93	3.76	37.55	5.31	3.19	6.19	61.92	6.09	3.65	7.10	71.02	2.02	1.21	2.36	23.56	2.41	1.45	2.81	28.11
195	Сухарна 35/10 2Т	10.0	0.97	0.58	1.13	11.31	1.03	0.62	1.20	12.01	1.13	0.68	1.32	13.18	1.58	0.95	1.84	18.43	1.09	0.65	1.27	12.71	1.14	0.68	1.33	13.29
196	Камишани 35/10 1Т	4.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
197	Камишани 35/10 2Т	4.0	0.36	0.22	0.42	10.50	0.63	0.38	0.73	18.37	0.74	0.44	0.86	21.57	0.75	0.45	0.87	21.87	0.28	0.17	0.33	8.16	0.50	0.30	0.58	14.58
198	МВС 35/10 1Т	4.0	0.00	0.00	0.00	0.00	1.33	0.80	1.55	38.78	0.00	0.00	0.00	0.00	2.19	1.31	2.55	63.85	0.10	0.06	0.12	2.92	0.23	0.14	0.27	6.71
199	МВС 35/10 2Т	4.0	1.02	0.61	1.19	29.74	0.00	0.00	0.00	0.00	1.80	1.08	2.10	52.48	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
200	Антонівська 35/10 1Т	1.0	0.17	0.10	0.20	19.83	0.20	0.12	0.23	23.32	0.02	0.01	0.02	2.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.12	0.07	0.14	13.99	0.14	0.08	0.16	16.33
201	Антонівська 35/6 2Т	4.0	0.57	0.34	0.66	16.62	0.85	0.51	0.99	24.78	0.65	0.39	0.76	18.95	0.55	0.33	0.64	16.04	0.40	0.24	0.47	11.66	0.60	0.36	0.70	17.49
202	Білозерка 35/10	14.0	2.19	1.31	2.55	18.24	1.64	0.98	1.91	13.66	2.47	1.48	2.88	20.57	1.98	1.19	2.31	16.49	1.73	1.04	2.02	14.41	1.29	0.77	1.50	10.75
203	Прогрес 35/10	2.5	0.55	0.33	0.64	25.66	0.44	0.26	0.51	20.52	0.20	0.12	0.23	9.33	0.27	0.16	0.31	12.59	0.43	0.26	0.50	20.06	0.35	0.21	0.41	16.33
204	Ш.Балка 35/10 1Т	2.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
205	Ш.Балка 35/10 2Т	2.5	0.88	0.53	1.03	41.05	0.63	0.38	0.73	29.39	0.63	0.38	0.73	29.39	0.47	0.28	0.55	21.92	0.80	0.48	0.93	37.32	0.57	0.34	0.66	26.59
206	Радянська 35/10 1Т	2.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
207	Радянська 35/10 2Т	2.5	0.38	0.23	0.44	17.73	0.34	0.20	0.40	15.86	0.34	0.20	0.40	15.86	0.42	0.25	0.49	19.59	0.35	0.21	0.41	16.33	0.31	0.19	0.36	14.46
208	Чернобаївка 35/10	8.0	0.86	0.52	1.00	12.54	0.78	0.47	0.91	11.37	2.17	1.30	2.53	31.63	2.00	1.20	2.33	29.15	0.77	0.46	0.90	11.22	0.69	0.41	0.80	10.06
209	Дар'ївська 35/10 1Т	4.0	1.56	0.94	1.82	45.48	1.48	0.89	1.73	43.15	1.88	1.13	2.19	54.81	1.88	1.13	2.19	54.81	2.02	1.21	2.36	58.89	2.22	1.33	2.59	64.72
210	Дар'ївська 35/10 2Т	3.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
211	Станіслав 35/10	6.3	1.17	0.70	1.36	21.66	0.94	0.56	1.10	17.40	0.70	0.42	0.82	12.96	0.59	0.35	0.69	10.92	1.06	0.64	1.24	19.62	0.85	0.51	0.99	15.73
212	Олександрівка 35/10	2.5	0.44	0.26	0.51	20.52	0.34	0.20	0.40	15.86	0.31	0.19	0.36	14.46	0.27	0.16	0.31	12.59	0.40	0.24	0.47	18.66	0.30	0.18	0.35	13.99

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
213	Токарівка 35/10	6.5	0.52	0.31	0.61	9.33	0.56	0.34	0.65	10.05	0.73	0.44	0.85	13.10	0.81	0.49	0.94	14.53	0.47	0.28	0.55	8.43	0.51	0.31	0.59	9.15
214	Інгулецька 35/10	4.0	0.23	0.14	0.27	6.71	0.20	0.12	0.23	5.83	0.63	0.38	0.73	18.37	0.31	0.19	0.36	9.04	0.30	0.18	0.35	8.75	0.30	0.18	0.35	8.75
215	Східна 35/10	12.6	1.17	0.70	1.36	10.83	0.70	0.42	0.82	6.48	0.98	0.59	1.14	9.07	0.83	0.50	0.97	7.68	1.04	0.62	1.21	9.63	0.62	0.37	0.72	5.74
216	Киселівка 35/10	2.5	0.86	0.52	1.00	40.12	0.63	0.38	0.73	29.39	0.55	0.33	0.64	25.66	0.44	0.26	0.51	20.52	0.76	0.46	0.89	35.45	0.56	0.34	0.65	26.12
217	Правдинно 35/10	2.5	0.52	0.31	0.61	24.26	0.39	0.23	0.45	18.19	0.38	0.23	0.44	17.73	0.27	0.16	0.31	12.59	0.47	0.28	0.55	21.92	0.35	0.21	0.41	16.33
218	Торгова 35/10	4.0	1.41	0.85	1.64	41.11	1.25	0.75	1.46	36.44	2.11	1.27	2.46	61.52	1.80	1.08	2.10	52.48	1.25	0.75	1.46	36.44	1.11	0.67	1.29	32.36
219	Г.Велетень 35/10 1Т	2.5	1.48	0.89	1.73	69.04	1.14	0.68	1.33	53.18	1.17	0.70	1.36	54.58	0.94	0.56	1.10	43.85	1.17	0.70	1.36	54.58	0.90	0.54	1.05	41.98
220	Г.Велетень 35/10 2Т	2.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
221	Садове 35/10	2.5	0.25	0.15	0.29	11.66	0.23	0.14	0.27	10.73	0.52	0.31	0.61	24.26	0.47	0.28	0.55	21.92	0.18	0.11	0.21	8.40	0.16	0.10	0.19	7.46
222	Батумська 35/10	2.5	0.70	0.42	0.82	32.65	0.55	0.33	0.64	25.66	0.36	0.22	0.42	16.79	0.28	0.17	0.33	13.06	0.55	0.33	0.64	25.66	0.43	0.26	0.50	20.06
223	Музиківська 35/10	2.5	0.94	0.56	1.10	43.85	0.78	0.47	0.91	36.39	0.70	0.42	0.82	32.65	0.63	0.38	0.73	29.39	0.84	0.50	0.98	39.18	0.69	0.41	0.80	32.19

Таблиця 8.3 — Прогнозні навантаження ПС 150-35 кВ АТ «Херсонобленерго» станом на 2021 р.

№ за/п.	Назва ПС 150 кВ	ввід	S вст., МВА	Літо 2021р.												Зима 2021р.							Міжсезоння 2021р.								
				Р мінімальне, МВт	Q мінімальне, Мвар	S мінімальне, МВА	Кз, %	Р денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Кз, %	Р вечір. макс., МВт	Q вечір. макс., Мвар	S вечір. макс., МВА	Кз, %	Р денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Кз, %	Р вечір. макс., МВт	Q вечір. макс., Мвар	S вечір. макс., МВА	Кз, %	Р денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Кз, %	Р вечір. макс., МВт	Q вечір. макс., Мвар	S вечір. макс., МВА	Кз, %
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	ПС 150/35/10 Бериславська	заг.	50,0	3,94	2,36	4,59	9,19	5,54	3,32	6,46	12,92	7,97	4,78	9,29	18,59	8,80	5,28	10,27	20,53	8,07	4,84	9,41	18,82	10,87	6,52	12,68	25,36	4,78	2,87	5,58	11,16
	ПС 150/35/10 Бериславська	35 1Т		0,49	0,30	0,57		1,20	0,72	1,39		1,21	0,72	1,41		0,96	0,58	1,13		1,15	0,69	1,34		3,71	2,23	4,32		0,92	0,55	1,08	
	ПС 150/35/10 Бериславська	10 1Т		0,83	0,50	0,97		0,50	0,30	0,59		0,94	0,57	1,10		2,61	1,57	3,05		1,96	1,18	2,29		0,34	0,21	0,40		1,14	0,68	1,32	
	ПС 150/35/10 Бериславська	35 2Т		2,61	1,57	3,05		3,28	1,97	3,82		3,67	2,20	4,28		4,37	2,62	5,10		4,91	2,95	5,73		6,79	4,08	7,92		2,72	1,63	3,18	
	ПС 150/35/10 Бериславська	10 2Т		0,00	0,00	0,00		0,56	0,34	0,66		2,15	1,29	2,51		0,85	0,51	1,00		0,05	0,03	0,06		0,03	0,02	0,04		0,00	0,00	0,00	
2	ПС 150/35/10 Виноградово	заг.	80,0	13,58	8,15	15,83	19,79	14,62	8,77	17,05	21,32	22,51	13,50	26,25	32,81	26,39	15,83	30,77	38,47	27,07	16,24	31,57	39,47	19,29	11,57	22,49	28,11	14,67	8,80	17,11	21,38
	ПС 150/35/10 Виноградово	35 1Т		5,35	3,21	6,24		3,90	2,34	4,55		8,60	5,16	10,03		4,58	2,75	5,34		8,22	4,93	9,59		3,61	2,16	4,21		6,56	3,94	7,65	
	ПС 150/35/10 Виноградово	10 1Т		0,08	0,05	0,09		0,16	0,10	0,19		0,31	0,19	0,36		0,20	0,12	0,23		0,23	0,14	0,27		0,20	0,12	0,23		0,16	0,09	0,18	
	ПС 150/35/10 Виноградово	35 2Т		7,92	4,75	9,24		9,90	5,94	11,54		12,96	7,78	15,12		21,11	12,66	24,61		18,00	10,80	20,99		13,17	7,90	15,35		7,48	4,49	8,72	
	ПС 150/35/10 Виноградово	10 2Т		0,23	0,14	0,27		0,66	0,40	0,77		0,63	0,38	0,73		0,50	0,30	0,59		0,62	0,37	0,73		2,31	1,39	2,70		0,47	0,28	0,55	
3	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	заг.	176,0	19,72	11,83	23,00	13,07	25,95	15,57	30,26	17,19	21,84	13,10	25,47	14,47	9,18	5,51	10,70	6,08	9,88	5,93	11,52	6,55	18,15	10,89	21,17	12,03	7,94	4,76	9,26	5,26
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	35 1Т		2,72	1,63	3,18		4,40	2,64	5,13		4,21	2,53	4,91		2,51	1,51	2,93		3,02	1,81	3,52		6,16	3,70	7,18		1,91	1,15	2,23	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 1Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 2Т		9,58	5,75	11,17		9,80	5,88	11,43		10,65	6,39	12,42		1,91	1,15	2,23		1,96	1,18	2,29		0,16	0,10	0,19		0,16	0,10	0,19	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 3Т		1,96	1,18	2,29		2,43	1,46	2,84		1,65	0,99	1,92		1,34	0,80	1,56		1,34	0,80	1,56		2,90	1,74	3,39		3,69	2,21	4,30	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	35 4Т		5,46	3,27	6,36		9,32	5,59	10,86		5,33	3,20	6,21		3,42	2,05	3,98		3,57	2,14	4,16		8,92	5,35	10,41		2,18	1,31	2,54	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 4Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
4	ПС 150/35/6 ГНС СЗС	заг.	25,0	7,36	4,41	8,58	34,32	5,36	3,21	6,25	24,99	4,80	2,88	5,60	22,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,10	0,19	0,75	0,16	0,10	0,19	0,75
	ПС 150/35/6 ГНС СЗС	35 2Т		5,35	3,21	6,24		5,36	3,21	6,25		4,80	2,88	5,60		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,16	0,10	0,19		0,16	0,10	0,19	
	ПС 150/35/6 ГНС СЗС	6 2Т		2,01	1,21	2,34		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
5	ПС 150/35/10 Дудчино	заг.	80,0	17,13	10,28	19,97	24,96	21,43	12,86	25,00	31,24	19,55	11,73	22,80	28,50	5,89	3,53	6,87	8,59	6,51	3,91	7,59	9,49	7,53	4,52	8,78	10,97	6,07	3,64	7,08	8,85
	ПС 150/35/10 Дудчино	35 1Т		4,09	2,45	4,77		4,95	2,97	5,78		4,97	2,98	5,80		2,36	1,42	2,75		1,37	0,82	1,59		3,64	2,18	4,24		2,45	1,47	2,86	
	ПС 150/35/10 Дудчино	10 1Т		0,14	0,08	0,16		0,16	0,09	0,18		0,05	0,03	0,06		0,30	0,18	0,35		0,35	0,21	0,41		0,27	0,16	0,32		0,31	0,19	0,36	
	ПС 150/35/10 Дудчино	35 2Т		12,76	7,66	14,88		16,18	9,71	18,87		14,37	8,62	16,76		3,12	1,87	3,63		4,69	2,82	5,47		3,59	2,15	4,18		3,28	1,97	3,82	
	ПС 150/35/10 Дудчино	10 2Т		0,13	0,08	0,15		0,14	0,09	0,17		0,16	0,09	0,18		0,11	0,07	0,13		0,10	0,06	0,12		0,03	0,02	0,04		0,03	0,02	0,04	
6	ПС 150/35/6 Карантинна	заг.	80,0	10,11	6,07	11,79	14,74	13,71	8,22	15,99	19,98	13,96	8,38	16,28	20,35	19,10	11,46	22,27	27,84	18,71	11,23	21,82	27,28	12,62	7,57	14,72	18,40	13,35	8,01	15,56	19,46
	ПС 150/35/6 Карантинна	35 1Т		1,64	0,98	1,91		2,18	1,31	2,54		2,18	1,31	2,54		2,93	1,76	3,42		2,97	1,78	3,46		2,18	1,31	2,54		1,86	1,12	2,17	
	ПС 150/35/6 Карантинна	6 1Т		3,92	2,35	4,57		4,95	2,97	5,78		5,34	3,20	6,22		4,82	2,89	5,63		5,15	3,09	6,00		3,72	2,23	4,34		4,52	2,71	5,27	
	ПС 150/35/6 Карантинна	35 2Т		3,55	2,13	4,14		4,91	2,95	5,73		5,19	3,11	6,05		7,12	4,27	8,30		7,18	4,31	8,37		4,91	2,95	5,73		5,46	3,27	6,36	
	ПС 150/35/6 Карантинна	6 2Т		1,01	0,60	1,17		1,66	0,99	1,93		1,26	0,75	1,47		4,22	2,53	4,92		3,42	2,05	3,98		1,81	1,09	2,11		1,51	0,90	1,76	
7	ПС 150/35/6 Комбайнова	заг.	126,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	ПС 150/35/6 Комбайнова	35 1Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
	ПС 150/35/6 Комбайнова	6 1Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
	ПС 150/35/6 Комбайнова	35 2Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
	ПС 150/35/6 Комбайнова	6 2Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
8	ПС 150/10/10 Комунальна	заг.	64,0	5,50	3,30	6,41	10,02	6,52	3,91	7,60	11,88	8,44	5,07	9,84	15,38	10,26	6,16	11,97	18,70	9,70	5,82	11,31	17,67	12,04	7,22	14,04	21,94	4,92	2,95	5,74	8,97
	ПС 150/10/10 Комунальна	1сш10		2,19	1,31	2,56		3,07	1,84	3,57		3,82	2,29	4,45		4,52	2,71	5,27		4,86	2,92	5,67		1,02	0,61	1,18		2,86	1,72	3,34	
	ПС 150/10/10 Комунальна	3сш10		0,16	0,10	0,19		0,16	0,09	0,18		0,16	0,10	0,19		0,40	0,24	0,47		0,23	0,14	0,27		5,46	3,27	6,36		0,10	0,06	0,12	
	ПС 150/10/10 Комунальна	2сш10																													

9	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	заг.	50,0	9,51	5,70	11,09	22,17	15,80	9,48	18,42	36,85	16,36	9,82	19,08	38,16	9,36	5,61	10,91	21,82	11,57	6,94	13,49	26,98	7,14	4,28	8,32	16,64	8,35	5,01	9,74	19,48
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 1Т		5,25	3,15	6,12		9,45	5,67	11,02		9,46	5,67	11,03		5,00	3,00	5,83		6,88	4,13	8,03		4,69	2,82	5,47		5,73	3,44	6,68	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 1Т		0,46	0,28	0,54		0,98	0,59	1,15		1,11	0,66	1,29		1,37	0,82	1,59		2,11	1,27	2,46		0,90	0,54	1,05		1,64	0,98	1,91	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 2Т		3,55	2,13	4,14		4,91	2,95	5,73		5,24	3,14	6,11		1,28	0,77	1,49		1,37	0,82	1,59		1,26	0,75	1,47		0,98	0,59	1,15	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 2Т		0,25	0,15	0,29		0,45	0,27	0,53		0,56	0,34	0,66		1,71	1,03	1,99		1,21	0,72	1,41		0,28	0,17	0,33		0,00	0,00	0,00	
10	ПС 150/35/10 Н.Тимофіївка	заг.	80,0	17,37	10,42	20,25	25,32	21,28	12,77	24,81	31,01	20,40	12,24	23,79	29,74	4,97	2,98	5,80	7,25	5,96	3,58	6,95	8,69	3,28	1,97	3,82	4,78	4,10	2,46	4,78	5,98
	ПС 150/35/10 Н.Тимофіївка	35 1Т		9,45	5,67	11,02		12,86	7,72	15,00		13,67	8,20	15,94		4,37	2,62	5,10		5,25	3,15	6,12		2,56	1,54	2,99		3,28	1,97	3,82	
	ПС 150/35/10 Н.Тимофіївка	35 2Т		7,92	4,75	9,24		8,41	5,05	9,81		6,73	4,04	7,85		0,60	0,36	0,70		0,71	0,43	0,83		0,71	0,43	0,83		0,82	0,49	0,96	
11	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	заг.	65,0	10,38	6,23	12,11	18,63	17,66	10,59	20,59	31,68	16,55	9,93	19,30	29,70	10,53	6,32	12,28	18,90	12,34	7,40	14,39	22,14	4,78	2,87	5,58	8,58	6,83	4,10	7,97	12,26
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	35 1Т		2,46	1,48	2,87		9,72	5,83	11,33		9,56	5,73	11,15		4,62	2,77	5,39		5,19	3,11	6,05		2,29	1,37	2,67		3,12	1,87	3,63	
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	10 1Т		0,47	0,28	0,55		0,31	0,19	0,36		0,39	0,24	0,46		1,01	0,60	1,17		0,80	0,48	0,94		1,57	0,94	1,83		2,51	1,51	2,93	
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	35 2Т		5,73	3,44	6,68		5,74	3,44	6,69		4,51	2,71	5,26		1,11	0,66	1,29		1,69	1,01	1,97		0,92	0,55	1,08		1,21	0,72	1,41	
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	10 2Т		1,72	1,03	2,00		1,89	1,13	2,20		2,09	1,25	2,44		3,80	2,28	4,43		4,66	2,80	5,44		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
12	ПС 150/35/6 Микільська	заг.	32,0	2,63	1,58	3,07	9,60	4,42	2,65	5,16	16,12	5,80	3,48	6,76	21,13	6,83	4,10	7,97	24,91	6,27	3,76	7,31	22,85	6,03	3,62	7,03	21,98	5,74	3,44	6,69	20,91
	ПС 150/35/6 Микільська	35 1Т		0,54	0,33	0,63		1,97	1,18	2,30		3,14	1,88	3,66		2,62	1,57	3,06		2,78	1,67	3,25		2,78	1,67	3,25		3,39	2,03	3,95	
	ПС 150/35/6 Микільська	6 1Т		1,82	1,09	2,12		1,93	1,16	2,25		2,01	1,21	2,34		3,94	2,36	4,59		2,56	1,54	2,99		1,74	1,04	2,03		1,75	1,05	2,04	
	ПС 150/35/6 Микільська	35 2Т		0,27	0,16	0,32		0,52	0,31	0,61		0,65	0,39	0,76		0,27	0,16	0,32		0,92	0,55	1,08		1,51	0,9	1,76		0,60	0,36	0,70	
	ПС 150/35/6 Микільська	6 2Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
13	ПС 150/35/10 Нова	заг.	25,0	11,16	6,69	13,01	52,04	15,98	9,59	18,64	74,54	12,89	7,74	15,04	60,15	5,7	3,42	6,65	29,59	6,18	3,71	7,21	28,83	6,13	3,68	7,15	28,60	5,43	3,26	6,33	25,32
14	ПС 150/35/10 П.Покровська	заг.	80,0	10,60	6,36	12,36	15,46	15,87	9,52	18,51	23,13	17,25	10,35	20,11	25,14	16,23	9,74	18,93	23,66	19,85	11,91	23,15	28,93	38,65	23,19	45,08	56,34	16,92	10,15	19,74	24,67
	ПС 150/35/10 П.Покровська	35 1Т		1,64	0,98	1,91		2,13	1,28	2,48		3,00	1,80	3,50		1,96	1,18	2,29		2,51	1,51	2,93		10,08	6,05	11,76		2,73	1,64	3,19	
	ПС 150/35/10 П.Покровська	10 1Т		0,09	0,05	0,11		0,14	0,08	0,16		0,19	0,11	0,22		0,25	0,15	0,29		0,32	0,19	0,38		0,05	0,03	0,06		0,19	0,11	0,22	
	ПС 150/35/10 П.Покровська	35 2Т		8,73	5,24	10,18		13,37	8,02	15,59		13,77	8,26	16,06		13,57	8,14	15,82		16,48	9,89	19,22		28,24	16,94	32,93		13,77	8,26	16,06	
	ПС 150/35/10 П.Покровська	10 2Т		0,14	0,08	0,16		0,23	0,14	0,27		0,28	0,17	0,33		0,45	0,27	0,53		0,53	0,32	0,62		0,28	0,17	0,33		0,23	0,14	0,27	
15	ПС 150/35/10 Промбаза	заг.	50,0	9,38	5,63	10,93	21,87	13,84	8,30	16,14	32,28	12,64	7,59	14,74	29,49	17,14	10,28	19,98	39,97	16,08	9,65	18,75	37,50	16,84	10,11	19,64	39,29	12,13	7,28	14,15	28,29
	ПС 150/35/10 Промбаза	35 1Т		6,88	4,13	8,03		7,97	4,78	9,29		7,04	4,22	8,20		7,59	4,55	8,85		6,93	4,16	8,09		6,82	4,09	7,96		7,05	4,23	8,22	
	ПС 150/35/10 Промбаза	10 1Т		0,00	0,00	0,00		1,26	0,75	1,47		1,21	0,72	1,41		2,24	1,34	2,61		1,76	1,06	2,05		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
	ПС 150/35/10 Промбаза	35 2Т		1,09	0,65	1,27		1,48	0,89	1,72		1,64	0,98	1,91		4,42	2,65	5,16		4,12	2,47	4,81		1,97	1,18	2,30		2,07	1,24	2,41	
	ПС 150/35/10 Промбаза	10 2Т		1,41	0,84	1,64		3,14	1,88	3,66		2,76	1,66	3,22		2,89	1,73	3,37		3,27	1,96	3,81		8,05	4,83	9,39		3,02	1,81	3,52	
16	ПС 150/35/10 Промислова	заг.	126,0	7,27	4,36	8,48	6,73	12,75	7,65	14,87	11,80	14,05	8,43	16,38	13,00	19,60	11,76	22,85	18,14	20,61	12,37	24,04	19,08	17,88	10,73	20,85	16,55	19,16	11,49	22,34	17,73
	ПС 150/35/10 Промислова	35 1Т		5,84	3,50	6,81		9,34	5,60	10,89		10,55	6,33	12,31		14,17	8,50	16,53		14,97	8,98	17,46		11,58	6,95	13,50		13,22	7,93	15,41	
	ПС 150/35/10 Промислова	10 1Т		0,90	0,54	1,04		1,81	1,09	2,11		1,67	1,00	1,95		1,31	0,78	1,52		1,32	0,79	1,54		1,18	0,71	1,37		1,34	0,80	1,56	
	ПС 150/35/10 Промислова	35 2Т		0,38	0,23	0,45		1,21	0,72	1,41		0,82	0,49	0,96		2,81	1,69	3,28		2,96	1,78	3,46		4,42	2,65	5,16		3,82	2,29	4,45	
	ПС 150/35/10 Промислова	10 2Т		0,16	0,09	0,18		0,40	0,24	0,47		1,01	0,60	1,17		1,31	0,78	1,52		1,36	0,81	1,58		0,70	0,42	0,82		0,78	0,47	0,91	
17	ПС 150/35/10 Рубанівка	заг.	50,0	4,40	2,64	5,13	10,27	9,00	5,40	10,50	21,00	8,12	4,87	9,47	18,94	11,19	6,71	13,69	14,69	12,77	7,66	14,90	29,79	12,05	7,23	14,05	28,11	7,77	4,66	9,06	18,12
	ПС 150/35/10 Рубанівка	35 1Т		3,00	1,80	3,50		5,12	3,07	5,97		5,61	3,36	6,54		7,74	4,64	14,69		8,94	5,37	10,43		3,29	1,97	3,83		4,75	2,85	5,54	
	ПС 150/35/10 Рубанівка	10 1Т		0,47	0,28	0,55		0,66	0,40	0,77		0,70	0,42	0,82		0,88	0,53	1,59		0,96	0,58	1,13		0,64	0,39	0,75		0,83	0,50	0,97	
	ПС 150/35/10 Рубанівка	35 2Т		0,87	0,52	1,02		3,18	1,91	3,70		1,75	1,05	2,04		2,51	1,51	16,69		2,76	1,66	3,22		8,12	4,87	9,47		2,18	1,31	2,54	
	ПС 150/35/10 Рубанівка	10 2Т		0,05	0,03	0,06		0,05	0,03	0,06		0,06	0,04	0,07		0,05	0,03	17,69		0,10	0,06	0,12		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
18	ПС 150/35/10 Трифонівка	заг.	40,0	3,05	1,83	3,55	8,88	4,65	2,79	5,43	13,57	5,45	3,27	6,35	15,88	5,63	3,45	6,60	16,50	6,61	3,97	7,71	19,28	7,68	4,61	8,95	22,39	5,15	3,09	6,00	15,00
	ПС 150/35/10 Трифонівка	35 1Т		2,81	1,69	3,28		4,18	2,51	4,88		4,97	2,98	5,80		5,23	3,14	6,09		6,13	3,68	7,15		6,82	4,09	7,96		4,67	2,80	5,45	
	ПС 150/35/10 Трифонівка	10 1Т		0,23	0,14	0,27		0,47	0,28	0,55		0,47	0,28	0,55		0,40	0,24	0,47		0,48	0,35	0,60		0,85	0,51	1,00		0,47	0,28	0,55	
19	ПС 150/35/6 ХНПЗ	заг.	120,0	9,73	5,84	11,35	9,45	17,88	10,73	20,85	17,38	17,18	10,31	20,03	16,69	22,39	13,43	26,11	21,76	23,36	14,01	27,24	22,70	9,49	5,69	11,06	9,22	14,00	8,40	16,33	13,61
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	35 1Т		1,53	0,92	1,78		2,08	1,25	2,43		2,35	1,41	2,74		3,60	2,16	4,20		3,61	2,16	4,21		1,15	0,69	1,34		1,53	0,92	1,78	
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	6 1Т		1,09	0,65	1,27		1,63	0,98	1,90		1,46	0,87	1,70		3,12	1,87	3,63		2,56	1,54	2,99		0,80	0,48	0,94		1,01	0,60	1,17	
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	35 2Т		7,12	4,27	8,30	</																								

20	ПС 150/35/10 Цюрупинська	заг.	103,0	10,48	6,29	12,22	11,87	13,53	8,12	15,78	15,32	18,20	10,92	21,22	20,60	22,46	13,48	26,19	25,43	25,15	15,09	29,32	28,47	21,17	12,70	24,68	23,96	12,29	7,37	14,33	13,92
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	35 1Т		6,11	3,67	7,13		7,27	4,36	8,47		10,85	6,51	12,66		12,26	7,36	14,30		13,67	8,20	15,94		10,89	6,54	12,70		6,66	4,00	7,77	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	10 1Т		0,34	0,21	0,40		1,37	0,82	1,59		0,56	0,34	0,66		0,65	0,39	0,76		0,94	0,57	1,10		5,38	3,23	6,27		0,97	0,58	1,14	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	35 2Т		3,87	2,32	4,51		4,69	2,82	5,47		6,62	3,97	7,72		8,34	5,00	9,73		10,05	6,03	11,72		3,34	2,00	3,89		4,31	2,59	5,03	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	10 2Т		0,16	0,10	0,19		0,20	0,12	0,24		0,16	0,09	0,18		1,21	0,72	1,41		0,48	0,29	0,56		1,56	0,93	1,82		0,34	0,21	0,40	
21	ПС 150/35/10 Чулаківська	заг.	50,0	6,85	4,11	7,99	15,99	16,05	9,63	18,71	37,42	13,39	8,03	15,61	31,23	11,54	6,92	13,45	26,91	14,07	8,44	16,41	32,82	20,28	12,17	23,65	47,30	10,38	6,23	12,11	24,21
	ПС 150/35/10 Чулаківська	35 1Т		4,09	2,45	4,77		11,06	6,63	12,89		6,90	4,14	8,05		4,57	2,74	5,33		7,64	4,58	8,91		13,47	8,08	15,71		4,91	2,95	5,73	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	10 1Т		0,31	0,19	0,36		0,47	0,28	0,55		0,63	0,38	0,73		0,45	0,27	0,53		0,60	0,36	0,70		0,39	0,24	0,46		0,55	0,33	0,64	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	35 2Т		2,45	1,47	2,86		4,36	2,62	5,09		5,78	3,47	6,74		6,43	3,86	7,50		5,73	3,44	6,68		6,42	3,85	7,49		4,91	2,95	5,73	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	10 2Т		0,00	0,00	0,00		0,16	0,09	0,18		0,08	0,05	0,09		0,08	0,05	0,09		0,10	0,06	0,12		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
22	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	заг.	131,5	16,16	9,70	18,85	14,33	30,70	10,02	32,30	24,56	28,60	8,62	29,87	22,72	51,96	15,03	54,09	41,13	50,65	15,12	52,86	40,20	16,14	9,68	18,82	14,31	16,27	9,76	18,98	14,43
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	35 1Т		7,94	4,76	9,26		16,08	4,98	16,83		16,08	4,98	16,83		23,42	5,39	24,03		23,12	5,55	23,77		7,05	2,11	7,36		7,15	2,14	7,46	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	10 1Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	35 2Т		4,91	2,95	5,73		10,85	3,15	11,30		9,12	2,37	9,42		18,19	4,37	18,71		17,19	4,30	17,71		5,43	1,63	5,67		5,46	1,64	5,70	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	10 2Т		3,31	1,98	3,86		3,77	1,88	4,21		3,41	1,26	3,63		10,35	5,28	11,62		10,35	5,28	11,62		3,67	1,10	3,83		3,67	1,10	3,83	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	353Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
23	ПС 330/150/6 Каховська	заг.	126	15,60	9,36	18,19	14,44	24,33	14,60	28,37	22,52	18,88	31,95	37,12	29,46	32,44	11,05	34,27	27,20	30,58	14,19	33,72	26,76	18,49	11,10	21,57	17,12	21,41	12,84	24,96	19,81
	ПС 330/150/6 Каховська	35 1Т		3,88	2,33	4,52		5,28	3,17	6,15		4,48	2,69	5,23		9,95	3,58	10,57		8,95	5,37	10,44		4,12	0,91	4,22		4,92	1,28	5,09	
	ПС 330/150/6 Каховська	6 1Т		4,40	2,64	5,13		5,83	3,50	6,80		3,82	22,91	23,23		8,29	3,23	8,90		7,74	1,70	7,92		3,92	1,88	4,35		4,52	2,26	5,06	
	ПС 330/150/6 Каховська	35 2Т		7,32	4,39	8,53		10,95	6,57	12,78		8,57	5,14	10,00		10,45	2,93	10,85		11,36	6,81	13,24		8,44	3,12	9,00		9,85	3,55	10,47	
	ПС 330/150/6 Каховська	6 2Т		0,00	0,00	0,00		2,27	1,36	2,65		2,01	1,21	2,34		3,75	1,31	3,97		2,53	0,30	2,55		2,01	1,07	2,27		2,11	1,14	2,40	

№ за/п	Назва ПС 35кВ	S вст., МВА	Літо 2021р.								Зима 2021р.								Міжсезоння 2021р.							
			Р денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Кз, %	Р вечір. Макс., МВт	Q вечір. Макс., Мвар	S вечір. Макс., МВА	Кз, %	Р денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Кз, %	Р вечір. Макс., МВт	Q вечір. Макс., Мвар	S вечір. Макс., МВА	Кз, %	Р денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Кз, %	Р вечір. Макс., МВт	Q вечір. Макс., Мвар	S вечір. Макс., МВА	Кз, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
В.Лепетиське ВДЗРМ																										
1	В.Лепетиха 35/10	12,6	1,92	1,15	2,24	17,77	2,12	1,27	2,47	19,63	3,38	2,03	3,94	31,25	3,87	2,32	19,78	157,00	1,97	1,18	2,30	18,23	2,18	1,31	2,54	20,18
2	М.Лепетиха 35/10	8,8	0,22	0,13	0,26	2,93	0,28	0,17	0,33	2,51	0,15	0,15	2,94	3,20	0,44	0,20	2,53	28,79	0,23	0,14	0,27	3,06	0,29	0,17	0,34	3,86
3	Миколаївка 35/10	6,3	0,20	0,12	0,23	3,72	0,22	0,13	0,26	3,19	0,07	0,14	3,73	3,51	0,24	0,15	3,20	50,81	0,27	0,16	0,32	5,02	0,29	0,17	0,34	5,40
4	В.Рогачик 35/10	8,0	0,94	0,57	1,10	13,77	1,19	0,71	1,38	11,81	1,42	0,66	13,82	14,82	1,62	0,83	11,89	148,62	0,98	0,59	1,15	14,36	1,21	0,72	1,41	17,58
5	Ушкалка 35/10	4,3	0,23	0,14	0,27	6,27	0,27	0,16	0,32	5,38	0,33	0,16	6,27	6,31	0,33	0,19	5,38	125,23	0,24	0,14	0,28	6,54	0,28	0,17	0,33	7,63
6	Первомайівка 35/10	2,5	0,40	0,24	0,47	18,75	0,36	0,22	0,42	16,08	0,25	0,28	18,76	14,47	0,30	0,25	16,09	643,42	0,41	0,25	0,48	19,22	0,37	0,22	0,43	17,35
7	Самойлівка 35/10	2,5	0,13	0,08	0,15	6,09	0,11	0,07	0,13	5,23	0,13	0,09	6,10	4,42	0,14	0,08	5,23	209,10	0,15	0,09	0,18	7,03	0,13	0,08	0,15	6,09
Високопільське ВДЗРМ																										
8	Н.Воронцовська 35/10	8,0	0,91	0,55	1,07	13,33	0,66	0,40	0,77	9,67	1,55	0,93	1,80	22,56	1,34	0,80	1,56	19,48	1,02	0,61	1,18	14,80	0,83	0,50	0,97	12,16
9	Погранична 35/10	4,0	0,44	0,27	0,52	12,89	0,28	0,17	0,33	8,20	0,47	0,28	0,55	13,77	0,42	0,25	0,49	12,31	0,49	0,30	0,57	14,36	0,28	0,17	0,33	8,20
10	Хрещенівська 35/10	2,5	0,16	0,10	0,19	7,50	0,13	0,08	0,15	6,09	0,16	0,10	0,19	7,50	0,11	0,07	0,13	5,16	0,18	0,11	0,21	8,44	0,16	0,10	0,19	7,50
11	Осокорівська 35/10	2,5	0,20	0,12	0,23	9,38	0,16	0,10	0,19	7,50	0,41	0,25	0,48	19,22	0,34	0,21	0,40	15,94	0,22	0,13	0,26	10,31	0,16	0,10	0,19	7,50
12	Піонер 35/10	5,0	0,28	0,17	0,33	6,56	0,19	0,11	0,22	4,45	0,31	0,19	0,36	7,27	0,22	0,13	0,26	5,16	0,31	0,19	0,36	7,27	0,24	0,14	0,28	5,63
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27

13	З.Балка 35/10 Т-1	2,5	0,36	0,22	0,42	16,88	0,19	0,11	0,22	8,91	0,16	0,10	0,19	7,50	0,13	0,08	0,15	6,09	0,40	0,24	0,47	18,75	0,19	0,11	0,22	8,91	
14	З.Балка 35/6 Т-3 (зрош.)	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
15	Біляївська 35/10	5,0	0,13	0,08	0,15	3,05	0,11	0,07	0,13	2,58	0,22	0,13	0,26	5,16	0,19	0,11	0,22	4,45	0,14	0,08	0,16	3,28	0,13	0,08	0,15	3,05	
16	Янтарна 35/10	2,5	0,33	0,20	0,39	15,47	0,27	0,16	0,32	12,66	0,23	0,14	0,27	10,78	0,19	0,11	0,22	8,91	0,21	0,13	0,25	9,84	0,27	0,16	0,32	12,66	
17	Светлічна 35/10	1,6	0,16	0,10	0,19	11,72	0,20	0,12	0,23	14,65	0,31	0,19	0,36	22,71	0,30	0,18	0,35	21,98	0,17	0,10	0,20	12,45	0,20	0,12	0,23	14,65	
18	Гаврилівка 35/10	2,5	0,34	0,21	0,40	15,94	0,31	0,19	0,36	14,53	0,42	0,25	0,49	19,69	0,36	0,22	0,42	16,88	0,38	0,23	0,45	17,81	0,31	0,19	0,36	14,53	
19	Воскресенівська 35/10	2,5	0,25	0,15	0,29	11,72	0,17	0,10	0,20	7,97	0,23	0,14	0,27	10,78	0,17	0,10	0,20	7,97	0,25	0,15	0,29	11,72	0,17	0,10	0,20	7,97	
20	Червонофлотська 35/10	2,5	0,14	0,08	0,16	6,56	0,13	0,08	0,15	6,09	0,17	0,10	0,20	7,97	0,16	0,10	0,19	7,50	0,14	0,08	0,16	6,56	0,13	0,08	0,15	6,09	
21	Новодмитровская 35/10	2,5	0,28	0,17	0,33	13,13	0,27	0,16	0,32	12,66	0,30	0,18	0,35	13,96	0,34	0,21	0,40	15,94	0,28	0,17	0,33	13,13	0,27	0,16	0,32	12,66	
22	Б.Криниця 35/10	6,5	0,34	0,21	0,40	6,13	0,28	0,17	0,33	5,05	0,39	0,24	0,46	7,03	0,42	0,25	0,49	7,57	0,34	0,21	0,40	6,13	0,24	0,14	0,28	4,33	
23	Калининская 35/10	5,0	0,41	0,25	0,48	9,61	0,38	0,23	0,45	8,91	0,45	0,27	0,53	10,55	0,47	0,28	0,55	11,02	0,41	0,25	0,48	9,61	0,38	0,23	0,45	8,91	
24	В.Олександрівська 35/10	8,0	1,92	1,15	2,24	27,98	1,62	0,97	1,89	23,59	2,32	1,39	2,71	33,84	2,46	1,48	2,87	35,89	1,92	1,15	2,24	27,98	1,41	0,84	1,64	20,51	
25	Н.Кубанська 35/10	3,6	0,32	0,19	0,38	10,42	0,30	0,18	0,35	9,77	0,31	0,19	0,36	10,09	0,30	0,18	0,35	9,77	0,32	0,19	0,38	10,42	0,30	0,18	0,35	9,77	
26	Борозенська 35/10	5,0	0,39	0,24	0,46	9,14	0,36	0,22	0,42	8,44	0,42	0,25	0,49	9,84	0,42	0,25	0,49	9,84	0,39	0,24	0,46	9,14	0,36	0,22	0,42	8,44	
27	Колос 35/10	1,6	0,07	0,04	0,08	5,13	0,06	0,04	0,07	4,58	0,05	0,03	0,06	3,66	0,06	0,04	0,07	4,40	0,07	0,04	0,08	5,13	0,05	0,03	0,06	3,66	
28	Д.Брод 35/10	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
29	Вишнева 35/10	1,6	0,13	0,08	0,15	9,52	0,08	0,05	0,09	5,86	0,16	0,09	0,18	11,48	0,16	0,10	0,19	11,72	0,13	0,08	0,15	9,52	0,08	0,05	0,09	5,86	
30	Високопільська 35/10	5,0	0,86	0,52	1,01	20,16	0,80	0,48	0,94	18,75	1,05	0,63	1,22	24,38	1,18	0,71	1,37	27,43	0,86	0,52	1,01	20,16	0,80	0,48	0,94	18,75	
31	Архангельська 35/10	3,2	0,61	0,37	0,71	22,34	0,58	0,35	0,68	21,24	0,66	0,40	0,77	24,17	0,61	0,37	0,71	22,34	0,61	0,37	0,71	22,34	0,58	0,35	0,68	21,24	
32	Вознесенівська 35/10	2,5	0,09	0,05	0,11	4,22	0,08	0,05	0,09	3,75	0,16	0,10	0,19	7,50	0,16	0,10	0,19	7,50	0,09	0,05	0,11	4,22	0,08	0,05	0,10	3,82	
33	Кочубеївка 35/10	2,5	0,38	0,23	0,45	17,81	0,25	0,15	0,29	11,72	0,44	0,27	0,52	20,63	0,33	0,20	0,39	15,47	0,38	0,23	0,45	17,81	0,25	0,15	0,29	11,72	
Генічеське ВДЗРМ																											
34	Генічеськ 35/10 (тр-р 1Т)	10,0	3,22	1,93	3,75	37,50	2,31	1,39	2,70	26,96	2,71	1,63	3,16	31,64	3,07	1,84	3,57	35,75	1,87	1,12	2,18	21,80	1,54	0,92	1,79	17,93	
35	Генічеськ 35/10 (тр-р 2Т)	10,0	2,20	1,32	2,57	25,67	1,82	1,09	2,12	21,21	4,97	2,98	5,80	58,02	5,19	3,11	6,05	60,48	1,83	1,10	2,13	21,33	1,51	0,90	1,76	17,58	
36	Петрівка 35/10	2,5	0,44	0,27	0,52	20,63	0,45	0,27	0,53	21,10	0,94	0,57	1,10	44,07	1,07	0,64	1,24	49,69	0,62	0,37	0,73	29,07	0,63	0,38	0,74	29,53	
37	Партизани 35/10	4,0	0,59	0,36	0,69	17,29	0,67	0,40	0,79	19,63	1,07	0,64	1,24	31,06	1,14	0,68	1,32	33,11	0,59	0,36	0,69	17,29	0,67	0,40	0,79	19,63	
38	Н.Григорівка 35/10	4,1	0,47	0,28	0,55	13,44	0,52	0,31	0,61	14,86	0,45	0,27	0,53	12,86	0,70	0,42	0,82	20,01	0,49	0,30	0,57	14,01	0,55	0,33	0,64	15,72	
39	Чонгар 35/10	5,0	0,47	0,28	0,55	11,02	0,52	0,31	0,61	12,19	0,81	0,49	0,95	18,99	0,66	0,40	0,77	15,47	0,47	0,28	0,55	11,02	0,52	0,31	0,61	12,19	
40	Приазовська 35/10	6,5	0,63	0,38	0,74	11,36	0,66	0,40	0,77	11,90	1,04	0,62	1,21	18,57	1,18	0,71	1,37	21,10	0,66	0,40	0,77	11,90	0,69	0,42	0,81	12,44	
41	Вікторівка 35/10	2,5	0,39	0,24	0,46	18,28	0,23	0,14	0,27	10,78	0,42	0,25	0,49	19,69	0,47	0,28	0,55	22,03	0,55	0,33	0,64	25,78	0,32	0,19	0,38	15,00	
42	Озеряни 35/10	2,5	0,08	0,05	0,09	3,75	0,06	0,04	0,07	2,81	0,05	0,03	0,06	2,34	0,05	0,03	0,06	2,34	0,08	0,05	0,09	3,75	0,06	0,04	0,07	2,81	
43	Генгірка 35/10	8,0	1,34	0,80	1,56	19,48	1,40	0,84	1,63	20,36	0,63	0,38	0,74	9,23	0,64	0,39	0,75	9,38	0,77	0,46	0,90	11,28	0,04	0,02	0,05	0,59	
44	Стрількове 35/10	10,3	1,54	0,92	1,79	17,41	1,24	0,74	1,44	14,00	0,86	0,52	1,01	9,79	0,94	0,57	1,10	10,70	0,89	0,54	1,04	10,13	0,82	0,49	0,96	9,33	
45	Щасливцеве 35/10	10,0	2,01	1,21	2,34	23,44	1,73	1,04	2,02	20,16	1,15	0,69	1,34	13,36	1,28	0,77	1,49	14,88	1,17	0,70	1,36	13,60	0,15	0,09	0,18	1,76	
Голопристанське ВДЗРМ																											
46	Гопри 35/10	26,0	4,97	2,98	5,80	22,31	4,38	2,63	5,11	19,65	5,44	3,26	6,34	24,39	5,95	3,57	6,94	26,69	5,33	3,20	6,21	23,89	4,72	2,83	5,51	21,19	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	

47	Н.Збур'ївка 35/10	2,5	1,56	0,93	1,82	72,67	1,45	0,87	1,69	67,51	1,35	0,81	1,57	62,82	1,68	1,01	1,96	78,29	2,59	1,56	3,02	120,95	1,56	0,93	1,82	72,67
48	Кардашинка 35/10	4,0	0,66	0,40	0,77	19,34	0,66	0,40	0,77	19,34	0,50	0,30	0,59	14,65	0,58	0,35	0,68	16,99	1,11	0,66	1,29	32,23	0,71	0,43	0,83	20,80
49	Гладківська 35/10	2,5	1,20	0,72	1,39	55,79	1,17	0,70	1,36	54,38	0,98	0,59	1,15	45,94	1,32	0,79	1,54	61,41	0,77	0,46	0,90	36,10	0,96	0,58	1,13	45,01
50	Геройська 35/10	2,5	0,67	0,40	0,79	31,41	0,55	0,33	0,64	25,78	0,69	0,42	0,81	32,35	0,78	0,47	0,91	36,57	0,83	0,50	0,97	38,91	0,66	0,40	0,77	30,94
51	Долматівка 35/10	6,5	1,39	0,83	1,62	24,88	1,34	0,80	1,56	23,98	1,64	0,98	1,91	29,39	1,73	1,04	2,02	31,01	0,55	0,33	0,64	9,92	0,66	0,40	0,77	11,90
52	М.Копані 35/10	2,5	0,78	0,47	0,91	36,57	0,70	0,42	0,82	32,82	0,73	0,44	0,86	34,22	0,73	0,44	0,86	34,22	0,52	0,31	0,61	24,38	0,58	0,35	0,68	27,19
53	Рад.Азербайджан 35/10	2,5	0,80	0,48	0,94	37,50	0,89	0,54	1,04	41,72	0,86	0,52	1,01	40,32	1,03	0,62	1,20	47,82	0,32	0,19	0,38	15,00	0,44	0,27	0,52	20,63
54	Комінтерн 35/10	9,6	1,29	0,77	1,50	15,63	1,34	0,80	1,56	16,24	1,34	0,80	1,56	16,24	1,49	0,89	1,73	18,07	1,61	0,96	1,88	19,53	1,67	1,00	1,95	20,27
55	В.Дружинка 35/10	2,5	0,92	0,55	1,08	43,13	0,75	0,45	0,88	35,16	0,78	0,47	0,91	36,57	0,89	0,54	1,04	41,72	1,16	0,69	1,35	53,91	0,90	0,54	1,05	42,19
56	Бехтери 35/10	5,0	1,73	1,04	2,02	40,32	1,85	1,11	2,16	43,13	1,65	0,99	1,92	38,44	2,07	1,24	2,41	48,29	1,30	0,78	1,51	30,24	1,39	0,83	1,62	32,35
57	З.Порт 35/10	20,0	6,53	3,92	7,62	38,09	6,73	4,04	7,85	39,26	2,34	1,40	2,73	13,65	2,70	1,62	3,15	15,76	4,82	2,89	5,63	28,13	5,05	3,03	5,88	29,42
58	Пам'ятна 35/10	2,5	0,41	0,25	0,48	19,22	0,55	0,33	0,64	25,78	0,58	0,35	0,68	27,19	0,63	0,38	0,74	29,53	0,51	0,31	0,60	23,91	0,66	0,40	0,77	30,94
59	Б.Острів 35/10	4,0	1,81	1,09	2,11	52,74	1,70	1,02	1,98	49,52	1,54	0,92	1,79	44,83	1,68	1,01	1,96	48,93	1,59	0,95	1,85	46,29	1,49	0,89	1,73	43,36
60	Більшовик 35/10	4,0	1,14	0,68	1,32	33,11	1,06	0,63	1,23	30,77	0,55	0,33	0,64	16,12	0,80	0,48	0,94	23,44	0,84	0,51	0,98	24,61	0,78	0,47	0,91	22,85
Іванівське ВДЗРМ																										
61	Іванівка 35/10	6,5	1,26	0,75	1,47	22,54	1,53	0,92	1,78	27,41	1,84	1,10	2,14	33,00	1,98	1,19	2,31	35,52	1,34	0,80	1,56	23,98	1,53	0,92	1,78	27,41
62	Благодатна 35/10	5,0	0,45	0,27	0,53	10,55	0,45	0,27	0,53	10,55	0,30	0,18	0,35	7,03	0,42	0,25	0,49	9,84	1,35	0,81	1,57	31,41	0,45	0,27	0,53	10,55
63	Дружбівка 35/10	4,0	0,42	0,25	0,49	12,31	0,44	0,27	0,52	12,89	0,38	0,23	0,45	11,13	0,42	0,25	0,49	12,31	0,45	0,27	0,53	13,19	0,44	0,27	0,52	12,89
64	Фрунзе 35/10	4,0	0,30	0,18	0,35	8,79	0,31	0,19	0,36	9,08	0,41	0,25	0,48	12,01	0,50	0,30	0,59	14,65	0,32	0,19	0,38	9,38	0,31	0,19	0,36	9,08
65	Н.Сірогози 35/10	6,5	1,45	0,87	1,69	25,96	1,48	0,89	1,72	26,51	1,12	0,67	1,30	20,01	1,09	0,65	1,27	19,47	1,62	0,97	1,89	29,03	1,75	1,05	2,04	31,37
66	Трофимівка 35/10	2,5	0,19	0,11	0,22	8,91	0,22	0,13	0,26	10,31	0,19	0,11	0,22	8,91	0,25	0,15	0,29	11,72	0,20	0,12	0,23	9,38	0,22	0,13	0,26	10,31
67	Першопокровка 35/10	5,0	0,61	0,37	0,71	14,30	0,80	0,48	0,94	18,75	0,81	0,49	0,95	18,99	1,04	0,62	1,21	24,14	0,68	0,41	0,80	15,94	0,95	0,57	1,11	22,27
68	Верби 35/10	4,1	0,55	0,33	0,64	15,72	0,60	0,36	0,70	17,02	0,86	0,52	1,01	24,58	0,92	0,55	1,08	26,30	0,62	0,37	0,73	17,72	0,71	0,43	0,83	20,30
69	Степна 35/10	4,1	0,46	0,27	0,53	12,99	0,64	0,39	0,75	18,29	0,61	0,37	0,71	17,44	0,83	0,50	0,97	23,73	0,48	0,29	0,56	13,72	0,64	0,39	0,75	18,29
70	КХП 35/10	2,5	0,11	0,07	0,13	5,16	0,10	0,06	0,12	4,69	0,14	0,08	0,16	6,56	0,16	0,10	0,19	7,50	0,12	0,07	0,14	5,63	0,12	0,07	0,14	5,63
Каховське ВДЗРМ																										
71	Каховка 35/6	25,0	4,55	2,73	5,31	21,24	4,14	2,48	4,83	19,31	1,53	0,92	1,78	7,13	1,56	0,93	1,82	7,27	3,77	2,26	4,40	17,58	4,14	2,48	4,83	19,31
72	Каховка 35/10	12,6	1,20	0,72	1,39	11,07	0,80	0,48	0,94	7,44	11,95	7,17	13,94	110,60	12,19	7,31	14,22	112,83	0,99	0,60	1,16	9,21	0,80	0,48	0,94	7,44
73	Коробки 35/10 1Т	2,5	0,47	0,28	0,55	22,03	0,56	0,34	0,66	26,25	0,52	0,31	0,61	24,38	0,47	0,28	0,55	22,03	0,35	0,21	0,40	16,16	0,21	0,13	0,25	9,84
74	Коробки 35/10 2Т	1,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
75	Ч.Перекоп 35/10	4,1	0,45	0,27	0,53	12,86	0,44	0,27	0,52	12,58	0,67	0,40	0,79	19,15	0,59	0,36	0,69	16,87	0,18	0,11	0,21	5,15	0,22	0,13	0,26	6,29
76	Тавричанка 35/10	5,0	0,52	0,31	0,61	12,19	0,52	0,31	0,61	12,19	0,72	0,43	0,84	16,88	0,83	0,50	0,97	19,46	0,37	0,22	0,43	8,67	0,26	0,16	0,30	6,09
77	Чорнянка 35/10	8,0	0,47	0,28	0,55	6,89	0,56	0,34	0,66	8,20	0,64	0,39	0,75	9,38	0,69	0,42	0,81	10,11	0,38	0,23	0,45	5,57	0,44	0,27	0,52	6,45
78	Ретранслятор 35/10	6,3	0,19	0,11	0,22	3,53	0,31	0,19	0,36	5,77	0,45	0,27	0,53	8,37	0,50	0,30	0,59	9,30	0,29	0,17	0,34	5,40	0,31	0,19	0,36	5,77
79	ПС 35/10 «НС-5МК» (Насосна станція-5 магістральний канал)	2,5	0,03	0,02	0,04	1,41	0,03	0,02	0,04	1,41	0,16	0,10	0,19	7,50	0,17	0,10	0,20	7,97	0,01	0,01	0,01	0,47	0,01	0,01	0,01	0,47
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27

80	Заозерная 35/10	2,5	0,11	0,07	0,13	5,16	0,08	0,05	0,09	3,75	0,25	0,15	0,29	11,72	0,22	0,13	0,26	10,31	0,07	0,04	0,08	3,28	0,07	0,04	0,08	3,28	
81	НС-6по Р-1-1 35/10 (насосна станція -6 по рукаву -1-1)	1,6	0,06	0,04	0,07	4,40	0,08	0,05	0,09	5,74	0,08	0,05	0,09	5,86	0,17	0,10	0,20	12,45	0,01	0,01	0,01	0,73	0,02	0,01	0,02	1,47	
82	ПС 35/10 «НС-3МК» (Насосна станція-зрошувальний магістральний канал)	1,8	0,06	0,04	0,07	3,91	0,03	0,02	0,04	1,95	0,06	0,04	0,07	3,91	0,08	0,05	0,09	5,21	0,02	0,01	0,02	1,30	0,01	0,01	0,01	0,65	
83	Р.Люксембург 35/10	2,5	0,14	0,08	0,16	6,56	0,16	0,10	0,19	7,50	0,17	0,10	0,20	7,97	0,55	0,33	0,64	25,78	0,06	0,04	0,07	2,81	0,08	0,05	0,09	3,75	
84	Краса Херсонщини 35/10	4,0	0,38	0,23	0,45	11,13	0,36	0,22	0,42	10,55	0,63	0,38	0,74	18,46	0,66	0,40	0,77	19,34	0,13	0,08	0,15	3,81	0,12	0,07	0,14	3,52	
85	Каменка 35/10	2,5	0,42	0,25	0,49	19,69	0,36	0,22	0,42	16,88	0,53	0,32	0,62	24,85	0,30	0,18	0,35	14,06	0,34	0,21	0,40	15,94	0,29	0,17	0,34	13,60	
86	Любимівка 35/10 1Т	4,0	0,89	0,54	1,04	26,08	0,94	0,57	1,10	27,54	1,42	0,85	1,65	41,31	1,42	0,85	1,65	41,31	0,29	0,17	0,34	8,50	0,35	0,21	0,41	10,26	
87	Любимівка 35/10 2Т	4,0	0,53	0,32	0,62	15,53	0,34	0,21	0,40	9,96	0,39	0,24	0,46	11,43	0,42	0,25	0,49	12,31	0,18	0,11	0,21	5,27	0,17	0,10	0,20	4,98	
88	Чорноморівка 35/10	2,5	0,50	0,30	0,59	23,44	0,41	0,25	0,48	19,22	0,88	0,53	1,03	41,26	0,88	0,53	1,03	41,26	0,10	0,06	0,12	4,69	0,09	0,05	0,11	4,22	
89	Богданівка 35/10	2,5	0,17	0,10	0,20	7,97	0,25	0,15	0,29	11,72	0,22	0,13	0,26	10,31	0,27	0,16	0,32	12,66	0,04	0,02	0,05	1,88	0,06	0,04	0,07	2,81	
90	Горностаївка 35/10	6,5	1,01	0,60	1,17	18,03	0,81	0,49	0,95	14,61	2,29	1,37	2,67	41,11	2,10	1,26	2,45	37,68	1,01	0,60	1,17	18,03	0,83	0,50	0,97	14,97	
91	Каїри 35/10	2,5	0,45	0,27	0,53	21,10	0,22	0,13	0,26	10,31	0,70	0,42	0,82	32,82	0,67	0,40	0,79	31,41	0,68	0,41	0,80	31,88	0,22	0,13	0,26	10,31	
92	Ольгіно 35/10	2,5	0,22	0,13	0,26	10,31	0,14	0,08	0,16	6,56	0,33	0,20	0,39	15,47	0,67	0,40	0,79	31,41	0,22	0,13	0,26	10,31	0,15	0,09	0,18	7,03	
93	Б.Благовіщенка 35/10	4,3	0,53	0,32	0,62	14,45	0,45	0,27	0,53	12,27	0,22	0,13	0,26	6,00	0,16	0,10	0,19	4,36	0,69	0,42	0,81	18,81	0,59	0,36	0,69	16,08	
94	Константинівка 35/10	5,0	0,55	0,33	0,64	12,89	0,47	0,28	0,55	11,02	0,61	0,37	0,71	14,30	0,63	0,38	0,74	14,77	0,18	0,11	0,21	4,22	0,24	0,14	0,28	5,63	
Н.Каховське ВДЗРМ																											
95	Качкарівська 35/10	2,5	0,44	0,27	0,52	20,63	0,39	0,24	0,46	18,28	0,47	0,28	0,55	22,03	0,55	0,33	0,64	25,78	0,44	0,27	0,52	20,63	0,39	0,24	0,46	18,28	
96	Софіївка 35/6 (зрош.)	4,0	0,05	0,03	0,06	1,47	0,05	0,03	0,06	1,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,03	0,06	1,47	0,05	0,03	0,06	1,47	
97	Космос 35/6 (зрош.)	8,0	0,02	0,01	0,02	0,29	0,02	0,01	0,02	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,01	0,02	0,29	0,02	0,01	0,02	0,29	
98	Н.Каїрська 35/10	1,0	0,22	0,13	0,26	25,78	0,19	0,11	0,22	22,27	0,19	0,11	0,22	22,27	0,20	0,12	0,23	23,44	0,22	0,13	0,26	25,78	0,19	0,11	0,22	22,27	
99	Суханівська 35/10 (зрош.)	1,6	0,08	0,05	0,09	5,86	0,05	0,03	0,06	3,66	0,06	0,04	0,07	4,40	0,08	0,05	0,09	5,86	0,08	0,05	0,09	5,86	0,05	0,03	0,06	3,66	
100	Н.Райська 35/10	5,0	0,63	0,38	0,74	14,77	0,55	0,33	0,64	12,89	0,70	0,42	0,82	16,41	0,86	0,52	1,01	20,16	0,63	0,38	0,74	14,77	0,55	0,33	0,64	12,89	
101	Зоря 35/10	11,2	2,14	1,28	2,50	22,29	2,12	1,27	2,47	22,08	3,54	2,12	4,13	36,83	3,85	2,31	4,49	40,08	1,80	1,08	2,10	18,73	1,91	1,15	2,23	19,88	
102	Високівська 35/10	6,5	0,14	0,08	0,16	2,52	0,33	0,20	0,39	5,95	0,31	0,19	0,36	5,59	0,31	0,19	0,36	5,59	0,11	0,07	0,13	1,98	0,26	0,16	0,30	4,69	
103	Зміївка 35/10	5,0	0,66	0,40	0,77	15,47	0,66	0,40	0,77	15,47	0,75	0,45	0,88	17,58	0,81	0,49	0,95	18,99	0,83	0,50	0,97	19,46	0,17	0,10	0,20	3,98	
104	Львівська 35/10/6	5,0	0,52	0,31	0,61	12,19	0,38	0,23	0,45	8,91	0,63	0,38	0,74	14,77	0,72	0,43	0,84	16,88	0,42	0,25	0,49	9,84	0,30	0,18	0,35	7,03	
105	Тягинська 35/10	1,6	0,39	0,24	0,46	28,57	0,38	0,23	0,45	27,84	0,52	0,31	0,61	38,09	0,55	0,33	0,64	40,29	0,31	0,19	0,36	22,71	0,30	0,18	0,35	21,98	
106	Раківська 35/10	2,5	0,19	0,11	0,22	8,91	0,13	0,08	0,15	6,09	0,13	0,08	0,15	6,09	0,13	0,08	0,15	6,09	0,05	0,03	0,06	2,34	0,03	0,02	0,04	1,41	
107	Кіровська 35/10	5,0	0,27	0,16	0,32	6,33	1,37	0,82	1,59	31,88	0,19	0,11	0,22	4,45	0,19	0,11	0,22	4,45	0,35	0,21	0,41	8,20	2,05	1,23	2,39	47,82	
108	Козацька 35/10	5,0	1,21	0,72	1,41	28,13	1,21	0,72	1,41	28,13	1,32	0,79	1,54	30,71	1,43	0,86	1,66	33,29	1,02	0,61	1,18	23,67	1,09	0,65	1,27	25,32	
109	Ч.Маяк 35/10	2,5	0,36	0,22	0,42	16,88	0,30	0,18	0,35	14,06	0,41	0,25	0,48	19,22	0,50	0,30	0,59	23,44	0,45	0,27	0,53	21,10	0,08	0,05	0,09	3,75	
110	Костирка 35/10	1,8	0,19	0,11	0,22	12,37	0,11	0,07	0,13	7,16	0,09	0,05	0,11	5,86	0,09	0,05	0,11	5,86	0,24	0,14	0,28	15,63	0,03	0,02	0,04	1,95	
111	Заріченська 35/10	2,5	0,50	0,30	0,59	23,44	0,44	0,27	0,52	20,63	0,48	0,29	0,56	22,50	0,39	0,24	0,46	18,28	0,40	0,24	0,47	18,75	0,35	0,21	0,41	16,41	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	

112	Порт 35/10	12,6	0,98	0,59	1,15	9,12	1,18	0,71	1,37	10,88	1,18	0,71	1,37	10,88	1,48	0,89	1,72	13,67	0,78	0,47	0,91	7,26	0,94	0,57	1,10	8,74	
113	Дніпряни 35/10	2,5	1,39	0,83	1,62	64,70	1,01	0,60	1,17	46,88	0,80	0,48	0,94	37,50	0,02	0,01	0,02	0,94	1,11	0,66	1,29	51,57	0,80	0,48	0,94	37,50	
114	Щорса 35/10 1Т	16,0	5,33	3,20	6,21	38,82	5,12	3,07	5,97	37,28	6,55	3,93	7,64	47,76	7,18	4,31	8,37	52,30	4,23	2,54	4,93	30,84	4,09	2,45	4,77	29,81	
115	Щорса 35/10/6 2Т,3Т	20,0	1,53	0,92	1,78	8,91	0,79	0,48	0,93	4,63	2,04	1,22	2,38	11,90	2,35	1,41	2,74	13,71	1,22	0,73	1,42	7,09	0,63	0,38	0,74	3,69	
116	Основа 35/10	12,6	1,96	1,18	2,29	18,14	1,85	1,11	2,16	17,12	1,85	1,11	2,16	17,12	2,40	1,44	2,80	22,23	1,57	0,94	1,83	14,51	1,48	0,89	1,72	13,67	
117	Таврійська 35/10	5,6	0,14	0,08	0,16	2,93	0,09	0,05	0,11	1,88	0,67	0,40	0,79	14,02	0,78	0,47	0,91	16,32	0,11	0,07	0,13	2,30	0,07	0,04	0,08	1,47	
Новотроїцьке ВДЗРМ																											
118	Громівка 35/10	6,5	0,80	0,48	0,94	14,42	0,83	0,50	0,97	14,97	1,03	0,62	1,20	18,39	0,80	0,48	0,94	14,42	0,40	0,24	0,47	7,21	1,38	0,83	1,61	24,70	
119	Василівка 35/10	2,5	0,40	0,24	0,47	18,75	0,44	0,27	0,52	20,63	0,14	0,08	0,16	6,56	0,17	0,10	0,20	7,97	0,20	0,12	0,23	9,38	0,58	0,35	0,68	27,19	
120	Н.Михайлівка 35/10	2,5	0,30	0,18	0,35	14,06	0,33	0,20	0,39	15,47	0,38	0,23	0,45	17,81	0,42	0,25	0,49	19,69	0,08	0,05	0,09	3,75	0,23	0,14	0,27	10,78	
121	Отрадівка 35/10	1,6	0,25	0,15	0,29	18,31	0,31	0,19	0,36	22,71	0,55	0,33	0,64	40,29	0,66	0,40	0,77	48,35	0,25	0,15	0,29	18,31	0,31	0,19	0,36	22,71	
122	Подове 35/10	5,0	0,41	0,25	0,48	9,61	0,47	0,28	0,55	11,02	0,52	0,31	0,61	12,19	0,55	0,33	0,64	12,89	0,10	0,06	0,12	2,34	0,11	0,07	0,13	2,58	
123	Попелак 35/10	2,5	0,22	0,13	0,26	10,31	0,25	0,15	0,29	11,72	0,25	0,15	0,29	11,72	0,23	0,14	0,27	10,78	0,06	0,04	0,07	2,81	0,01	0,01	0,01	0,47	
124	Сиваши 35/10	6,5	0,73	0,44	0,86	13,16	0,70	0,42	0,82	12,62	0,97	0,58	1,14	17,49	1,60	0,96	1,86	28,67	0,73	0,44	0,86	13,16	0,70	0,42	0,82	12,62	
125	Федорівка 35/10	5,0	0,27	0,16	0,32	6,33	0,34	0,21	0,40	7,97	0,31	0,19	0,36	7,27	0,34	0,21	0,40	7,97	0,35	0,21	0,41	8,20	0,68	0,41	0,80	15,94	
126	Чкалове 35/10	6,5	0,80	0,48	0,94	14,42	0,86	0,52	1,01	15,51	1,32	0,79	1,54	23,62	1,35	0,81	1,57	24,16	1,07	0,64	1,24	19,11	1,73	1,04	2,02	31,01	
Скадовське ВДЗРМ																											
127	Скадовська 35/10	20,0	4,21	2,53	4,91	24,55	4,02	2,41	4,69	23,44	6,42	3,85	7,49	37,45	6,80	4,08	7,93	39,67	4,04	2,42	4,71	23,56	3,86	2,32	4,50	22,50	
128	Приморська 35/10	6,5	0,31	0,19	0,36	5,59	0,27	0,16	0,32	4,87	0,31	0,19	0,36	5,59	0,27	0,16	0,32	4,87	0,29	0,17	0,34	5,23	0,25	0,15	0,29	4,51	
129	Грушівка 35/10	4,1	0,22	0,13	0,26	6,29	0,17	0,10	0,20	4,86	0,33	0,20	0,39	9,43	0,36	0,22	0,42	10,29	0,21	0,13	0,25	6,00	0,16	0,10	0,19	4,57	
130	Таврія 35/10	6,5	0,27	0,16	0,32	4,87	0,22	0,13	0,26	3,97	0,25	0,15	0,29	4,51	0,33	0,20	0,39	5,95	0,25	0,15	0,29	4,51	0,21	0,13	0,25	3,79	
131	Н.Миколаївка 35/10	6,5	0,31	0,19	0,36	5,59	0,25	0,15	0,29	4,51	0,41	0,25	0,48	7,39	0,39	0,24	0,46	7,03	0,22	0,13	0,26	3,97	0,18	0,11	0,21	3,25	
132	Красна 35/10	8,0	0,61	0,37	0,71	8,94	0,64	0,39	0,75	9,38	0,47	0,28	0,55	6,89	0,61	0,37	0,71	8,94	0,43	0,26	0,50	6,30	0,46	0,28	0,54	6,74	
133	Н.Російська 35/10	5,0	0,30	0,18	0,35	7,03	0,23	0,14	0,27	5,39	0,35	0,21	0,41	8,20	0,61	0,37	0,71	14,30	0,22	0,13	0,26	5,16	0,17	0,10	0,20	3,98	
134	Молодіжна 35/10	10,3	1,68	1,01	1,96	19,00	1,37	0,82	1,59	15,48	1,39	0,83	1,62	15,70	1,37	0,82	1,59	15,48	1,21	0,72	1,41	13,65	0,98	0,59	1,15	11,15	
135	Михайлівка 35/10	2,5	0,27	0,16	0,32	12,66	0,23	0,14	0,27	10,78	0,33	0,20	0,39	15,47	0,34	0,21	0,40	15,94	0,19	0,11	0,22	8,91	0,17	0,10	0,20	7,97	
136	Птахівка 35/10	2,5	0,36	0,22	0,42	16,88	0,30	0,18	0,35	14,06	0,41	0,25	0,48	19,22	0,47	0,28	0,55	22,03	0,45	0,27	0,53	21,10	0,41	0,25	0,48	19,22	
137	Берегова 35/10	5,0	0,23	0,14	0,27	5,39	0,22	0,13	0,26	5,16	0,23	0,14	0,27	5,39	0,23	0,14	0,27	5,39	0,22	0,13	0,26	5,16	0,21	0,13	0,25	4,92	
138	Морська 35/10	6,5	0,01	0,01	0,01	0,18	0,01	0,01	0,01	0,18	0,03	0,02	0,04	0,54	0,03	0,02	0,04	0,54	0,01	0,01	0,02	0,26	0,01	0,01	0,01	0,18	
139	Широка 35/10	2,5	0,48	0,29	0,56	22,50	0,48	0,29	0,56	22,50	0,47	0,28	0,55	22,03	0,48	0,29	0,56	22,50	0,72	0,43	0,84	33,75	0,48	0,29	0,56	22,50	
Олешківське ВДЗРМ																											
140	Лісна 35/10	10,3	2,71	1,63	3,16	30,72	2,62	1,57	3,06	29,70	2,90	1,74	3,39	32,88	4,47	2,68	5,22	50,64	2,38	1,43	2,78	26,97	2,30	1,38	2,68	26,06	
141	Б.Копані 35/10	6,5	1,85	1,11	2,16	33,18	1,49	0,89	1,73	26,69	1,45	0,87	1,69	25,96	1,49	0,89	1,73	26,69	1,39	0,83	1,62	24,88	1,12	0,67	1,30	20,01	
142	Подокалинівка 35/10	1,6	0,59	0,36	0,69	43,22	0,48	0,29	0,56	35,16	0,47	0,28	0,55	34,43	0,53	0,32	0,62	38,82	0,48	0,29	0,56	35,16	0,65	0,39	0,76	47,61	
143	Тарасівка 35/10	3,5	0,86	0,52	1,01	28,80	0,56	0,34	0,66	18,75	0,47	0,28	0,55	15,74	0,59	0,36	0,69	19,76	0,71	0,43	0,83	23,78	0,76	0,46	0,89	25,45	
144	Брилівка 35/10	8,0	0,48	0,29	0,56	7,03	0,69	0,42	0,81	10,11	0,86	0,52	1,01	12,60	0,98	0,59	1,15	14,36	0,40	0,24	0,47	5,86	0,93	0,56	1,09	13,62	
145	Н.Маячка 35/10	8,0	1,59	0,95	1,85	23,15	1,76	1,06	2,05	25,64	1,75	1,05	2,04	25,49	2,04	1,22	2,38	29,74	1,30	0,78	1,51	18,90	2,39	1,44	2,79	34,87	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	

146	Ст.Маячка 35/10	2,5	0,81	0,49	0,95	37,97	0,63	0,38	0,74	29,53	0,34	0,21	0,40	15,94	0,63	0,38	0,74	29,53	0,66	0,40	0,77	30,94	0,85	0,51	1,00	39,85	
147	Костогризово 35/10	3,2	0,47	0,28	0,55	17,21	0,20	0,12	0,23	7,33	0,31	0,19	0,36	11,35	0,27	0,16	0,32	9,89	0,31	0,19	0,36	11,35	0,17	0,10	0,20	6,23	
148	К.Лагері 35/10	5,0	1,53	0,92	1,78	35,63	0,66	0,40	0,77	15,47	0,95	0,57	1,11	22,27	1,26	0,75	1,47	29,30	2,41	1,45	2,81	56,26	1,05	0,63	1,22	24,38	
149	Раденська 35/10	2,5	0,94	0,57	1,10	44,07	0,86	0,52	1,01	40,32	1,06	0,63	1,23	49,22	1,04	0,62	1,21	48,29	0,71	0,43	0,83	33,29	0,65	0,39	0,76	30,47	
Чаплинське ВДЗРМ																											
150	Чаплинка 35/10	15,9	2,07	1,24	2,41	15,18	2,31	1,39	2,70	16,95	2,89	1,74	3,38	21,23	3,55	2,13	4,14	26,02	2,58	1,55	3,01	18,94	3,19	1,91	3,72	23,37	
151	Григорівка 35/10	5,0	0,78	0,47	0,91	18,28	0,72	0,43	0,84	16,88	0,70	0,42	0,82	16,41	0,91	0,55	1,07	21,33	0,75	0,45	0,88	17,58	0,70	0,42	0,82	16,41	
152	Асканія Нова 35/10	8,0	0,72	0,43	0,84	10,55	0,80	0,48	0,94	11,72	0,91	0,55	1,07	13,33	1,03	0,62	1,20	14,94	0,52	0,31	0,61	7,62	0,40	0,24	0,47	5,86	
153	К.Володимирівка 35/10	8,0	1,28	0,77	1,49	18,61	0,80	0,48	0,94	11,72	0,39	0,24	0,46	5,71	0,51	0,31	0,60	7,47	0,42	0,25	0,49	6,15	0,26	0,16	0,30	3,81	
154	Шевченко 35/10	1,8	0,42	0,25	0,49	27,35	0,38	0,23	0,45	24,74	0,38	0,23	0,45	24,74	0,45	0,27	0,53	29,30	0,36	0,22	0,42	23,44	0,19	0,11	0,22	12,37	
155	Балтазарівка 35/10	2,5	0,38	0,23	0,45	17,81	0,27	0,16	0,32	12,66	0,36	0,22	0,42	16,88	0,45	0,27	0,53	21,10	0,47	0,28	0,55	22,03	0,37	0,22	0,43	17,35	
156	Хрестівка 35/10	2,5	0,95	0,57	1,11	44,54	0,66	0,40	0,77	30,94	0,53	0,32	0,62	24,85	0,30	0,18	0,35	14,06	0,82	0,49	0,96	38,44	0,33	0,20	0,39	15,47	
157	Хлібодарівка 35/10	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
158	Строганівка 35/10	2,5	0,36	0,22	0,42	16,88	0,33	0,20	0,39	15,47	0,34	0,21	0,40	15,94	0,52	0,31	0,61	24,38	0,32	0,19	0,38	15,00	0,29	0,17	0,34	13,60	
159	Маркеєво 35/10	1,6	0,05	0,03	0,06	3,66	0,06	0,04	0,07	4,40	0,06	0,04	0,07	4,40	0,08	0,05	0,09	5,86	0,07	0,04	0,08	5,13	0,12	0,07	0,14	8,79	
160	Каланчак 35/10	12,6	1,89	1,13	2,20	17,49	1,85	1,11	2,16	17,12	2,61	1,57	3,05	24,18	3,05	1,83	3,55	28,18	1,59	0,95	1,85	14,70	0,31	0,19	0,36	2,88	
161	Привілля 35/10	2,5	1,06	0,63	1,23	49,22	0,75	0,45	0,88	35,16	0,47	0,28	0,55	22,03	0,00	0,00	0,00	0,00	1,31	0,78	1,52	60,95	1,26	0,75	1,47	58,60	
162	Ключева 35/10	2,5	0,41	0,25	0,48	19,22	0,44	0,27	0,52	20,63	0,63	0,38	0,74	29,53	0,78	0,47	0,91	36,57	0,51	0,31	0,60	23,91	0,73	0,44	0,86	34,22	
163	Н.Київка 35/10	1,8	0,25	0,15	0,29	16,28	0,22	0,13	0,26	14,32	0,23	0,14	0,27	14,98	0,27	0,16	0,31	17,35	0,31	0,19	0,36	20,18	0,30	0,18	0,35	19,53	
164	Ч.Чабан 35/10	2,5	0,23	0,14	0,27	10,78	0,25	0,15	0,29	11,72	0,32	0,19	0,38	15,00	0,28	0,17	0,33	13,13	0,28	0,17	0,33	13,13	0,42	0,25	0,49	19,69	
165	Мирна 35/10	8,1	0,36	0,22	0,42	5,21	0,36	0,22	0,42	5,21	0,27	0,16	0,32	3,91	0,52	0,31	0,61	7,52	0,30	0,18	0,35	4,34	0,06	0,04	0,07	0,87	
Херсонське ВДЗРМ																											
166	Комсомольська 35/6 1Т	16,0	6,00	3,60	7,00	43,73	5,55	3,33	6,47	40,43	8,93	5,36	10,42	65,12	9,08	5,45	10,58	66,15	4,61	2,77	5,38	33,62	4,27	2,56	4,98	31,13	
167	Комсомольська 35/6 2Т	16,0	4,65	2,79	5,43	33,92	4,26	2,56	4,97	31,06	7,87	4,72	9,18	57,36	7,22	4,33	8,42	52,59	3,59	2,15	4,18	26,15	3,28	1,97	3,82	23,88	
168	Бетонверф 35/6 1Т	6,3	0,29	0,17	0,34	5,40	0,23	0,14	0,27	4,28	1,12	0,67	1,30	20,65	0,85	0,51	1,00	15,81	0,29	0,17	0,34	5,40	0,20	0,12	0,23	3,72	
169	Бетонверф 35/6 2Т	6,3	0,47	0,28	0,55	8,74	0,21	0,13	0,25	3,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,47	0,28	0,55	8,74	0,18	0,11	0,21	3,35	
170	Кіндійська 35/6	20,0	3,66	2,19	4,27	21,33	3,03	1,82	3,53	17,64	2,66	1,60	3,11	15,53	2,71	1,63	3,16	15,82	2,56	1,54	2,99	14,94	2,11	1,27	2,46	12,31	
171	Консервна 35/6 1Т	7,5	1,87	1,12	2,18	29,07	1,45	0,87	1,69	22,50	2,95	1,77	3,44	45,92	2,84	1,71	3,32	44,23	1,44	0,86	1,68	22,35	1,12	0,67	1,30	17,35	
172	Консервна 35/6 2Т	10,0	0,80	0,48	0,94	9,38	0,55	0,33	0,64	6,45	3,97	2,38	4,63	46,29	4,42	2,65	5,16	51,57	2,49	1,50	2,91	29,07	1,72	1,03	2,00	20,04	
173	Оч.Спорудт 35/6 1Т	10,0	0,64	0,39	0,75	7,50	0,84	0,51	0,98	9,84	0,47	0,28	0,55	5,51	0,54	0,33	0,63	6,33	0,51	0,31	0,60	5,98	0,66	0,40	0,77	7,74	
174	Оч.Споруди 35/6 2Т	10,0	1,47	0,88	1,71	17,11	1,91	1,15	2,23	22,27	2,87	1,72	3,35	33,52	3,21	1,92	3,74	37,39	0,95	0,57	1,11	11,13	1,25	0,75	1,45	14,53	
175	Текстильна 35/6 1Т	16,0	6,38	3,83	7,44	46,51	6,70	4,02	7,82	48,86	6,19	3,71	7,22	45,12	6,17	3,70	7,20	44,98	4,90	2,94	5,72	35,75	5,16	3,09	6,01	37,58	
176	Текстильна 35/6 2Т	16,0	3,34	2,00	3,89	24,32	3,56	2,13	4,15	25,93	5,66	3,39	6,60	41,24	5,27	3,16	6,14	38,38	2,57	1,54	3,00	18,75	2,74	1,65	3,20	20,00	
177	Дзержинська 35/6 1Т	16,0	1,50	0,90	1,75	10,91	1,39	0,83	1,62	10,11	1,62	0,97	1,89	11,79	1,62	0,97	1,89	11,79	1,14	0,68	1,32	8,28	1,05	0,63	1,22	7,62	
178	Дзержинська 35/6 2Т	16,0	1,39	0,83	1,62	10,11	0,77	0,46	0,90	5,64	1,30	0,78	1,51	9,45	1,11	0,66	1,29	8,06	1,53	0,92	1,78	11,13	1,54	0,92	1,79	11,21	
179	Заводська 35/6 1Т	16,0	2,63	1,58	3,07	19,19	2,37	1,42	2,77	17,29	3,94	2,36	4,59	28,71	3,86	2,32	4,50	28,13	3,37	2,02	3,93	24,54	3,25	1,95	3,79	23,66	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	

180	Заводська 35/6 2Т	16,0	1,15	0,69	1,34	8,35	1,50	0,90	1,75	10,91	1,27	0,76	1,48	9,23	1,57	0,94	1,83	11,43	1,37	0,82	1,59	9,96	1,60	0,96	1,86	11,65
181	Будівельна 35/6 1Т	7,5	1,32	0,79	1,54	20,47	1,24	0,74	1,44	19,22	2,18	1,31	2,54	33,91	2,43	1,46	2,84	37,82	1,20	0,72	1,39	18,60	1,13	0,68	1,31	17,50
182	Будівельна 35/6 2Т	6,3	0,85	0,51	1,00	15,81	0,88	0,53	1,03	16,37	2,81	1,69	3,28	52,09	2,91	1,75	3,40	53,95	0,69	0,42	0,81	12,84	0,71	0,43	0,83	13,21
183	Дніпровська 35/6 1Т	16,0	3,02	1,81	3,52	21,98	2,73	1,64	3,19	19,92	3,29	1,97	3,83	23,95	3,59	2,15	4,18	26,15	3,86	2,32	4,50	28,13	3,74	2,24	4,36	27,25
184	Дніпровська 35/6 2Т	16,0	2,28	1,37	2,66	16,63	1,58	0,95	1,84	11,50	4,71	2,83	5,50	34,35	4,26	2,56	4,97	31,06	1,75	1,05	2,04	12,75	1,63	0,98	1,90	11,87
185	Кошова 35/6 1Т	6,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
186	Кошова 35/6 2Т	6,3	2,44	1,47	2,85	45,21	2,87	1,72	3,35	53,21	3,97	2,38	4,63	73,48	4,18	2,51	4,88	77,39	2,74	1,65	3,20	50,79	3,19	1,91	3,72	58,97
187	Острівна 35/6 1Т	10,0	2,19	1,31	2,56	25,55	2,02	1,21	2,36	23,56	2,96	1,78	3,46	34,57	2,81	1,69	3,28	32,82	2,19	1,31	2,56	25,55	1,77	1,06	2,06	20,63
188	Острівна 35/6 2Т	10,0	0,07	0,04	0,08	0,82	0,07	0,04	0,08	0,82	0,52	0,31	0,61	6,09	0,57	0,34	0,67	6,68	0,07	0,04	0,08	0,82	0,06	0,04	0,07	0,70
189	Північна 35/10 1Т	10,0	3,46	2,07	4,03	40,32	3,15	1,89	3,67	36,68	2,45	1,47	2,86	28,60	2,54	1,53	2,97	29,65	3,15	1,89	3,67	36,68	2,85	1,71	3,33	33,29
190	Північна 35/10 2Т	16,0	2,78	1,67	3,25	20,29	3,84	2,30	4,48	27,98	3,20	1,92	3,73	23,29	3,35	2,01	3,90	24,39	2,25	1,35	2,63	16,41	3,11	1,86	3,62	22,63
191	ТОК 35/10 1Т	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
192	ТОК 35/10 2Т	4,0	0,47	0,28	0,55	13,77	0,47	0,28	0,55	13,77	0,63	0,38	0,74	18,46	0,63	0,38	0,74	18,46	0,31	0,19	0,36	9,08	0,31	0,19	0,36	9,08
193	Сонячна 35/10	2,5	0,16	0,10	0,19	7,50	0,11	0,07	0,13	5,16	0,23	0,14	0,27	10,78	0,23	0,14	0,27	10,78	0,14	0,08	0,16	6,56	0,10	0,06	0,12	4,69
194	Сухарна 35/10 1Т	10,0	2,68	1,61	3,13	31,29	3,24	1,94	3,77	37,74	5,34	3,20	6,22	62,23	6,12	3,67	7,14	71,38	2,03	1,22	2,37	23,67	2,42	1,45	2,82	28,25
195	Сухарна 35/10 2Т	10,0	0,97	0,58	1,14	11,37	1,04	0,62	1,21	12,07	1,14	0,68	1,32	13,24	1,59	0,95	1,85	18,52	1,10	0,66	1,28	12,78	1,15	0,69	1,34	13,36
196	Камишани 35/10 1Т	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
197	Камишани 35/10 2Т	4,0	0,36	0,22	0,42	10,55	0,63	0,38	0,74	18,46	0,74	0,45	0,87	21,68	0,75	0,45	0,88	21,98	0,28	0,17	0,33	8,20	0,50	0,30	0,59	14,65
198	МВС 35/10 1Т	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	1,34	0,80	1,56	38,97	0,00	0,00	0,00	0,00	2,20	1,32	2,57	64,17	0,10	0,06	0,12	2,93	0,23	0,14	0,27	6,74
199	МВС 35/10 2Т	4,0	1,03	0,62	1,20	29,89	0,00	0,00	0,00	0,00	1,81	1,09	2,11	52,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
200	Антонівська 35/10 1Т	1,0	0,17	0,10	0,20	19,92	0,20	0,12	0,23	23,44	0,02	0,01	0,02	2,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,07	0,14	14,06	0,14	0,08	0,16	16,41
201	Антонівська 35/6 2Т	4,0	0,57	0,34	0,67	16,70	0,85	0,51	1,00	24,91	0,65	0,39	0,76	19,05	0,55	0,33	0,64	16,12	0,40	0,24	0,47	11,72	0,60	0,36	0,70	17,58
202	Білозерка 35/10	14,0	2,20	1,32	2,57	18,33	1,65	0,99	1,92	13,73	2,48	1,49	2,89	20,68	1,99	1,19	2,32	16,58	1,74	1,04	2,03	14,48	1,30	0,78	1,51	10,80
203	Прогрес 35/10	2,5	0,55	0,33	0,64	25,78	0,44	0,27	0,52	20,63	0,20	0,12	0,23	9,38	0,27	0,16	0,32	12,66	0,43	0,26	0,50	20,16	0,35	0,21	0,41	16,41
204	Ш.Балка 35/10 1Т	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
205	Ш.Балка 35/10 2Т	2,5	0,88	0,53	1,03	41,26	0,63	0,38	0,74	29,53	0,63	0,38	0,74	29,53	0,47	0,28	0,55	22,03	0,80	0,48	0,94	37,50	0,57	0,34	0,67	26,72
206	Радянська 35/10 1Т	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
207	Радянська 35/10 2Т	2,5	0,38	0,23	0,45	17,81	0,34	0,21	0,40	15,94	0,34	0,21	0,40	15,94	0,42	0,25	0,49	19,69	0,35	0,21	0,41	16,41	0,31	0,19	0,36	14,53
208	Чернобаївка 35/10	8,0	0,86	0,52	1,01	12,60	0,78	0,47	0,91	11,43	2,18	1,31	2,54	31,79	2,01	1,21	2,34	29,30	0,77	0,46	0,90	11,28	0,69	0,42	0,81	10,11
209	Дар'ївська 35/10 1Т	4,0	1,57	0,94	1,83	45,71	1,49	0,89	1,73	43,36	1,89	1,13	2,20	55,09	1,89	1,13	2,20	55,09	2,03	1,22	2,37	59,19	2,23	1,34	2,60	65,05
210	Дар'ївська 35/10 2Т	3,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
211	Станіслав 35/10	6,3	1,18	0,71	1,37	21,77	0,94	0,57	1,10	17,49	0,70	0,42	0,82	13,02	0,59	0,36	0,69	10,98	1,07	0,64	1,24	19,72	0,85	0,51	1,00	15,81
212	Олександрівка 35/10	2,5	0,44	0,27	0,52	20,63	0,34	0,21	0,40	15,94	0,31	0,19	0,36	14,53	0,27	0,16	0,32	12,66	0,40	0,24	0,47	18,75	0,30	0,18	0,35	14,06
213	Токарівка 35/10	6,5	0,52	0,31	0,61	9,38	0,56	0,34	0,66	10,10	0,73	0,44	0,86	13,16	0,81	0,49	0,95	14,61	0,47	0,28	0,55	8,47	0,51	0,31	0,60	9,20
214	Інгулецька 35/10	4,0	0,23	0,14	0,27	6,74	0,20	0,12	0,23	5,86	0,63	0,38	0,74	18,46	0,31	0,19	0,36	9,08	0,30	0,18	0,35	8,79	0,30	0,18	0,35	8,79
215	Східна 35/10	12,6	1,18	0,71	1,37	10,88	0,70	0,42	0,82	6,51	0,98	0,59	1,15	9,12	0,83	0,50	0,97	7,72	1,05	0,63	1,22	9,67	0,62	0,37	0,73	5,77
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
216	Киселівка 35/10	2,5	0,86	0,52	1,01	40,32	0,63	0,38	0,74	29,53	0,55	0,33	0,64	25,78	0,44	0,27	0,52	20,63	0,76	0,46	0,89	35,63	0,56	0,34	0,66	26,25

217	Правдинно 35/10	2,5	0,52	0,31	0,61	24,38	0,39	0,24	0,46	18,28	0,38	0,23	0,45	17,81	0,27	0,16	0,32	12,66	0,47	0,28	0,55	22,03	0,35	0,21	0,41	16,41
218	Торгова 35/10	4,0	1,42	0,85	1,65	41,31	1,26	0,75	1,47	36,63	2,12	1,27	2,47	61,82	1,81	1,09	2,11	52,74	1,26	0,75	1,47	36,63	1,12	0,67	1,30	32,52
219	Г.Велетень 35/10 1Т	2,5	1,49	0,89	1,73	69,38	1,15	0,69	1,34	53,44	1,18	0,71	1,37	54,85	0,94	0,57	1,10	44,07	1,18	0,71	1,37	54,85	0,90	0,54	1,05	42,19
220	Г.Велетень 35/10 2Т	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
221	Садове 35/10	2,5	0,25	0,15	0,29	11,72	0,23	0,14	0,27	10,78	0,52	0,31	0,61	24,38	0,47	0,28	0,55	22,03	0,18	0,11	0,21	8,44	0,16	0,10	0,19	7,50
222	Батумська 35/10	2,5	0,70	0,42	0,82	32,82	0,55	0,33	0,64	25,78	0,36	0,22	0,42	16,88	0,28	0,17	0,33	13,13	0,55	0,33	0,64	25,78	0,43	0,26	0,50	20,16
223	Музиківська 35/10	2,5	0,94	0,57	1,10	44,07	0,78	0,47	0,91	36,57	0,70	0,42	0,82	32,82	0,63	0,38	0,74	29,53	0,84	0,51	0,98	39,38	0,69	0,42	0,81	32,35

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
8	ПС 150/10/10 Комунальна	заг.	64,0	5,52	3,31	6,44	10,07	6,55	3,93	7,64	11,94	8,48	5,09	9,89	15,46	10,31	6,19	12,03	18,79	9,75	5,85	11,37	17,76	12,10	7,26	14,11	22,05	4,95	2,97	5,77	9,02
	ПС 150/10/10 Комунальна	1сш10		2,20	1,32	2,57		3,08	1,85	3,59		3,84	2,30	4,48		4,55	2,73	5,30		4,89	2,93	5,70		1,02	0,61	1,19		2,88	1,73	3,36	
	ПС 150/10/10 Комунальна	3сш10		0,16	0,10	0,19		0,16	0,09	0,18		0,16	0,10	0,19		0,40	0,24	0,47		0,23	0,14	0,27		5,48	3,29	6,40		0,10	0,06	0,12	
	ПС 150/10/10 Комунальна	2сш10		1,26	0,76	1,47		0,87	0,52	1,01		1,34	0,81	1,57		1,83	1,10	2,13		1,46	0,88	1,71		4,18	2,51	4,88		0,76	0,45	0,88	
	ПС 150/10/10 Комунальна	4сш10		1,90	1,14	2,21		2,44	1,47	2,85		3,14	1,88	3,66		3,54	2,12	4,12		3,16	1,90	3,69		1,41	0,85	1,65		1,21	0,73	1,41	
9	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	заг.	50,0	9,55	5,73	11,14	22,29	15,88	9,53	18,52	37,03	16,44	9,87	19,18	38,35	9,40	5,64	10,97	21,93	11,63	6,98	13,56	27,11	7,17	4,30	8,36	16,73	8,39	5,04	9,79	19,58
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 1Т		5,27	3,16	6,15		9,49	5,70	11,07		9,50	5,70	11,08		5,03	3,02	5,86		6,92	4,15	8,07		4,72	2,83	5,50		5,76	3,45	6,71	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 1Т		0,46	0,28	0,54		0,99	0,59	1,15		1,11	0,67	1,30		1,37	0,82	1,60		2,12	1,27	2,47		0,91	0,55	1,06		1,65	0,99	1,92	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 2Т		3,57	2,14	4,16		4,94	2,96	5,76		5,26	3,16	6,14		1,29	0,77	1,50		1,37	0,82	1,60		1,26	0,76	1,47		0,99	0,59	1,15	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 2Т		0,25	0,15	0,29		0,45	0,27	0,53		0,57	0,34	0,66		1,72	1,03	2,00		1,21	0,73	1,41		0,28	0,17	0,33		0,00	0,00	0,00	
10	ПС 150/35/10 Н.Тимофіївка	заг.	80,0	17,45	10,47	20,35	25,44	21,38	12,83	24,94	31,17	20,50	12,30	23,91	29,89	5,00	3,00	5,83	7,29	5,99	3,59	6,98	8,73	3,29	1,98	3,84	4,80	4,12	2,47	4,81	6,01
	ПС 150/35/10 Н.Тимофіївка	35 1Т		9,49	5,70	11,07		12,93	7,76	15,08		13,74	8,24	16,02		4,39	2,64	5,12		5,27	3,16	6,15		2,58	1,55	3,00		3,29	1,98	3,84	
	ПС 150/35/10 Н.Тимофіївка	35 2Т		7,96	4,78	9,28		8,45	5,07	9,86		6,77	4,06	7,89		0,61	0,36	0,71		0,72	0,43	0,84		0,72	0,43	0,84		0,83	0,50	0,97	
11	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	заг.	65,0	10,43	6,26	12,17	18,72	17,75	10,65	20,70	31,84	16,64	9,98	19,40	29,85	10,59	6,35	12,34	18,99	12,40	7,44	14,46	22,25	4,81	2,88	5,61	8,63	6,87	4,12	8,01	12,32
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	35 1Т		2,47	1,48	2,89		9,77	5,86	11,39		9,61	5,76	11,20		4,65	2,79	5,42		5,21	3,13	6,08		2,30	1,38	2,69		3,13	1,88	3,65	
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	10 1Т		0,47	0,28	0,55		0,31	0,19	0,37		0,39	0,24	0,46		1,01	0,61	1,18		0,81	0,48	0,94		1,58	0,95	1,84		2,53	1,52	2,94	
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	35 2Т		5,76	3,45	6,71		5,77	3,46	6,73		4,54	2,72	5,29		1,11	0,67	1,30		1,70	1,02	1,98		0,93	0,56	1,08		1,21	0,73	1,41	
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	10 2Т		1,73	1,04	2,01		1,90	1,14	2,21		2,10	1,26	2,45		3,82	2,29	4,45		4,69	2,81	5,47		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
12	ПС 150/35/6 Микільська	заг.	32,0	2,65	1,59	3,09	9,64	4,44	2,67	5,18	16,20	5,83	3,50	6,80	21,24	6,87	4,12	8,01	25,03	6,30	3,78	7,35	22,97	6,06	3,64	7,07	22,09	5,77	3,46	6,73	21,02
	ПС 150/35/6 Микільська	35 1Т		0,55	0,33	0,64		1,98	1,19	2,31		3,15	1,89	3,67		2,64	1,58	3,07		2,80	1,68	3,26		2,80	1,68	3,26		3,40	2,04	3,97	
	ПС 150/35/6 Микільська	6 1Т		1,83	1,10	2,13		1,94	1,16	2,26		2,02	1,21	2,36		3,96	2,38	4,62		2,58	1,55	3,00		1,75	1,05	2,04		1,76	1,05	2,05	
	ПС 150/35/6 Микільська	35 2Т		0,27	0,16	0,32		0,53	0,32	0,61		0,66	0,39	0,77		0,27	0,16	0,32		0,93	0,56	1,08		1,52	0,91	1,77		0,61	0,36	0,71	
	ПС 150/35/6 Микільська	6 2Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
13	ПС 150/35/10 Нова	заг.	25,0	11,21	6,73	13,07	52,30	16,06	9,64	18,73	74,91	12,96	7,78	15,11	60,45	5,73	3,44	6,68	26,72	6,21	3,73	7,24	28,97	6,16	3,70	7,19	28,74	5,45	3,27	6,36	25,44
14	ПС 150/35/10 П.Покровська	заг.	80,0	10,66	6,39	12,43	15,53	15,95	9,57	18,60	23,25	17,33	10,40	20,21	25,27	16,31	9,79	19,02	23,78	19,95	11,97	23,26	29,08	38,85	23,31	45,30	56,63	17,01	10,21	19,84	24,79
	ПС 150/35/10 П.Покровська	35 1Т		1,65	0,99	1,92		2,14	1,28	2,50		3,02	1,81	3,52		1,97	1,18	2,30		2,53	1,52	2,94		10,13	6,08	11,81		2,75	1,65	3,20	
	ПС 150/35/10 П.Покровська	10 1Т		0,09	0,05	0,11		0,14	0,08	0,16		0,19	0,12	0,22		0,25	0,15	0,29		0,32	0,19	0,38		0,05	0,03	0,06		0,19	0,12	0,22	
	ПС 150/35/10 П.Покровська	35 2Т		8,78	5,27	10,24		13,43	8,06	15,67		13,84	8,30	16,14		13,64	8,18	15,90		16,56	9,94	19,32		28,38	17,03	33,10		13,84	8,30	16,14	
	ПС 150/35/10 П.Покровська	10 2Т		0,14	0,08	0,16		0,23	0,14	0,27		0,28	0,17	0,33		0,45	0,27	0,53		0,54	0,32	0,62		0,28	0,17	0,33		0,23	0,14	0,27	
15	ПС 150/35/10 Промбаза	заг.	50,0	9,42	5,65	10,99	21,98	13,91	8,34	16,22	32,44	12,71	7,62	14,82	29,64	17,22	10,33	20,08	40,17	16,16	9,70	18,85	37,69	16,93	10,16	19,74	39,48	12,19	7,31	14,22	28,43
	ПС 150/35/10 Промбаза	35 1Т		6,92	4,15	8,07		8,01	4,81	9,34		7,07	4,24	8,25		7,63	4,58	8,89		6,97	4,18	8,13		6,86	4,11	8,00		7,08	4,25	8,26	
	ПС 150/35/10 Промбаза	10 1Т		0,00	0,00	0,00		1,26	0,76	1,47		1,21	0,73	1,41		2,25	1,35	2,63		1,77	1,06	2,06		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
	ПС 150/35/10 Промбаза	35 2Т		1,09	0,65	1,27		1,48	0,89	1,73		1,65	0,99	1,92		4,44	2,67	5,18		4,14	2,48	4,83		1,98	1,19	2,31		2,08	1,25	2,43	
	ПС 150/35/10 Промбаза	10 2Т		1,41	0,85	1,65		3,15	1,89	3,67		2,78	1,67	3,24		2,90	1,74	3,39		3,28	1,97	3,83		8,09	4,85	9,43		3,03	1,82	3,53	
16	ПС 150/35/10 Промислова	заг.	126,0	7,31	4,39	8,52	6,77	12,82	7,69	14,95	11,86	14,12	8,47	16,47	13,07	19,70	11,82	22,97	18,23	20,72	12,43	24,16	19,17	17,97	10,78	20,95	16,63	19,25	11,55	22,45	17,82
	ПС 150/35/10 Промислова	35 1Т		5,87	3,52	6,84		9,38	5,63	10,94		10,61	6,36	12,37		14,24	8,54	16,61		15,05	9,03	17,55		11,64	6,98	13,57		13,28	7,97	15,49	
	ПС 150/35/10 Промислова	10 1Т																													

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
18	ПС 150/35/10 Трифонівка	заг.	40,0	3,06	1,84	3,57	8,92	4,68	2,81	5,45	13,63	5,47	3,28	6,38	15,96	5,66	3,39	6,60	16,49	6,65	3,99	7,75	19,38	7,72	4,63	9,00	22,50	5,17	3,10	6,03	15,08
	ПС 150/35/10 Трифонівка	35 1Т		2,83	1,70	3,30		4,20	2,52	4,90		5,00	3,00	5,83		5,25	3,15	6,12		6,16	3,70	7,19		6,86	4,11	8,00		4,70	2,82	5,48	
	ПС 150/35/10 Трифонівка	10 1Т		0,23	0,14	0,27		0,47	0,28	0,55		0,47	0,28	0,55		0,40	0,24	0,47		0,48	0,29	0,57		0,86	0,52	1,00		0,47	0,28	0,55	
19	ПС 150/35/6 ХНПЗ	заг.	120,0	9,78	5,87	11,40	9,50	17,97	10,78	20,95	17,46	17,26	10,36	20,13	16,77	22,50	13,50	26,24	21,87	23,47	14,08	27,37	22,81	9,53	5,72	11,12	9,27	14,07	8,44	16,41	13,67
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	35 1Т		1,54	0,92	1,79		2,09	1,25	2,44		2,36	1,42	2,76		3,62	2,17	4,22		3,63	2,18	4,23		1,15	0,69	1,34		1,54	0,92	1,79	
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	6 1Т		1,09	0,65	1,27		1,64	0,98	1,91		1,46	0,88	1,71		3,13	1,88	3,65		2,58	1,55	3,00		0,81	0,48	0,94		1,01	0,61	1,18	
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	35 2Т		7,15	4,29	8,34		14,24	8,54	16,61		13,43	8,06	15,67		15,76	9,45	18,37		17,27	10,36	20,14		7,58	4,55	8,83		11,52	6,91	13,44	
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	6 2Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
20	ПС 150/35/10 Цюрупинська	заг.	103,0	10,53	6,32	12,29	11,93	13,60	8,16	15,86	15,40	18,29	10,97	21,33	20,71	22,57	13,54	26,33	25,56	25,27	15,16	29,47	28,61	21,27	12,76	24,81	24,08	12,35	7,41	14,41	13,99
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	35 1Т		6,14	3,68	7,16		7,30	4,38	8,52		10,91	6,54	12,72		12,32	7,39	14,37		13,74	8,24	16,02		10,95	6,57	12,77		6,70	4,02	7,81	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	10 1Т		0,34	0,21	0,40		1,37	0,82	1,60		0,57	0,34	0,66		0,66	0,39	0,77		0,95	0,57	1,11		5,40	3,24	6,30		0,98	0,59	1,14	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	35 2Т		3,89	2,33	4,53		4,72	2,83	5,50		6,66	3,99	7,76		8,38	5,03	9,78		10,10	6,06	11,78		3,35	2,01	3,91		4,33	2,60	5,05	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	10 2Т		0,16	0,10	0,19		0,21	0,12	0,24		0,16	0,09	0,18		1,21	0,73	1,41		0,48	0,29	0,57		1,57	0,94	1,83		0,34	0,21	0,40	
21	ПС 150/35/10 Чулаківська	заг.	50,0	6,89	4,13	8,03	16,07	16,13	9,68	18,81	37,61	13,46	8,07	15,69	31,39	11,60	6,96	13,52	27,04	14,14	8,48	16,49	32,98	20,38	12,23	23,77	47,54	10,43	6,26	12,17	24,34
	ПС 150/35/10 Чулаківська	35 1Т		4,11	2,47	4,79		11,11	6,67	12,96		6,94	4,16	8,09		4,60	2,76	5,36		7,68	4,61	8,95		13,53	8,12	15,78		4,94	2,96	5,76	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	10 1Т		0,31	0,19	0,37		0,47	0,28	0,55		0,63	0,38	0,74		0,45	0,27	0,53		0,61	0,36	0,71		0,39	0,24	0,46		0,56	0,33	0,65	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	35 2Т		2,46	1,48	2,87		4,38	2,63	5,11		5,81	3,48	6,77		6,46	3,88	7,54		5,76	3,45	6,71		6,45	3,87	7,53		4,94	2,96	5,76	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	10 2Т		0,00	0,00	0,00		0,16	0,09	0,18		0,08	0,05	0,09		0,08	0,05	0,09		0,10	0,06	0,12		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
22	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	заг.	131,5	16,24	9,74	18,94	14,40	30,86	10,07	32,46	24,68	28,75	8,66	30,02	22,83	52,22	15,11	54,36	41,34	50,91	15,20	53,13	40,40	16,22	9,73	18,92	14,39	16,35	9,81	19,07	14,50
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	35 1Т		7,98	4,79	9,31		16,16	5,01	16,92		16,16	5,01	16,92		23,53	5,41	24,15		23,23	5,58	23,89		7,08	2,12	7,39		7,18	2,15	7,50	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	10 1Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	35 2Т		4,94	2,96	5,76		10,91	3,16	11,36		9,16	2,38	9,47		18,28	4,39	18,80		17,27	4,32	17,80		5,45	1,64	5,69		5,48	1,65	5,73	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	10 2Т		3,32	1,99	3,88		3,79	1,89	4,23		3,42	1,27	3,65		10,40	5,31	11,68		10,40	5,31	11,68		3,69	1,11	3,85		3,69	1,11	3,85	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	353Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
23	ПС 330/150/6 Каховська	заг.	126	15,68	9,41	18,28	14,51	24,45	14,67	28,52	22,63	18,98	11,39	22,13	17,57	32,60	11,11	34,44	27,34	30,74	14,26	33,88	26,89	18,58	11,15	21,67	17,20	21,51	12,91	25,09	19,91
	ПС 330/150/6 Каховська	35 1Т		3,90	2,34	4,55		5,30	3,18	6,18		4,50	2,70	5,25		10,00	3,60	10,63		9,00	5,40	10,49		4,14	0,91	4,24		4,95	1,29	5,11	
	ПС 330/150/6 Каховська	6 1Т		4,42	2,65	5,16		5,86	3,51	6,83		3,84	2,30	4,48		8,33	3,25	8,94		7,78	1,71	7,96		3,94	1,89	4,37		4,55	2,27	5,08	
	ПС 330/150/6 Каховська	35 2Т		7,35	4,41	8,57		11,01	6,61	12,84		8,62	5,17	10,05		10,50	2,94	10,91		11,41	6,85	13,31		8,48	3,14	9,05		9,90	3,56	10,52	
	ПС 330/150/6 Каховська	6 2Т		0,00	0,00	0,00		2,28	1,37	2,66		2,02	1,21	2,36		3,77	1,32	3,99		2,55	0,31	2,56		2,02	1,07	2,29		2,12	1,15	2,41	

№ за/п.	Назва ПС 35кВ	S вст., МВА	Літо 2022р.								Зима 2022р.								Міжсезоння 2022р.								
			Р денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Кз, %	Р вечір. Макс., МВт	Q вечір. Макс., Мвар	S вечір. Макс., МВА	Кз, %	Р денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Кз, %	Р вечір. Макс., МВт	Q вечір. Макс., Мвар	S вечір. Макс., МВА	Кз, %	Р денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Кз, %	Р вечір. Макс., МВт	Q вечір. Макс., Мвар	S вечір. Макс., МВА	Кз, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
В.Лепетиські РЕМ																											
1	В.Лепетиха 35/10	12,6	1,93	1,16	2,25	17,86	2,13	1,28	2,49	19,72	3,39	2,04	3,96	31,41	3,89	2,33	4,53	35,99	1,98	1,19	2,31	18,32	2,19	1,32	2,56	20,29	
2	М.Лепетиха 35/10	8,8	0,22	0,13	0,26	2,94	0,28	0,17	0,33	3,75	0,15	0,09	0,18	2,01	0,44	0,27	0,52	5,89	0,23	0,14	0,27	3,08	0,29	0,18	0,34	3,88	
3	Миколаївка 35/10	6,3	0,20	0,12	0,24	3,74	0,22	0,13	0,26	4,11	0,07	0,04	0,08	1,31	0,24	0,15	0,28	4,49	0,27	0,16	0,32	5,05	0,29	0,18	0,34	5,42	
4	В.Рогачик 35/10	8,0	0,95	0,57	1,11	13,84	1,19	0,72	1,39	17,37	1,42	0,85	1,66	20,76	1,63	0,98	1,90	23,70	0,99	0,59	1,15	14,43	1,21	0,73	1,41	17,67	
5	Ушкалка 35/10	4,3	0,23	0,14	0,27	6,30	0,27	0,16	0,32	7,40	0,33	0,20	0,39	9,04	0,33	0,20	0,39	9,04	0,24	0,15	0,28	6,57	0,28	0,17	0,33	7,67	
6	Первомаївка 35/10	2,5	0,40	0,24	0,47	18,85	0,36	0,22	0,42	16,96	0,25	0,15	0,29	11,78	0,30	0,18	0,35	14,13	0,41	0,25	0,48	19,32	0,37	0,22	0,44	17,43	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
7	Самойлівка 35/10	2,5	0,13	0,08	0,15	6,12	0,11	0,07	0,13	5,18	0,13	0,08	0,15	6,12	0,14	0,08	0,16	6,60	0,15	0,09	0,18	7,07	0,13	0,08	0,15	6,12
Високопільські РЕМ																										
8	Н.Воронцовська 35/10	8,0	0,92	0,55	1,07	13,40	0,67	0,40	0,78	9,72	1,56	0,93	1,81	22,67	1,34	0,81	1,57	19,58	1,02	0,61	1,19	14,87	0,84	0,50	0,98	12,22
9	Погранична 35/10	4,0	0,44	0,27	0,52	12,96	0,28	0,17	0,33	8,25	0,47	0,28	0,55	13,84	0,42	0,25	0,49	12,37	0,49	0,30	0,58	14,43	0,28	0,17	0,33	8,25
10	Хрещенівська 35/10	2,5	0,16	0,10	0,19	7,54	0,13	0,08	0,15	6,12	0,16	0,10	0,19	7,54	0,11	0,07	0,13	5,18	0,18	0,11	0,21	8,48	0,16	0,10	0,19	7,54
11	Осокорівська 35/10	2,5	0,20	0,12	0,24	9,42	0,16	0,10	0,19	7,54	0,41	0,25	0,48	19,32	0,34	0,21	0,40	16,02	0,22	0,13	0,26	10,37	0,16	0,10	0,19	7,54
12	Пионер 35/10	5,0	0,28	0,17	0,33	6,60	0,19	0,12	0,22	4,48	0,31	0,19	0,37	7,30	0,22	0,13	0,26	5,18	0,31	0,19	0,37	7,30	0,24	0,15	0,28	5,65
13	З.Балка 35/10 Т-1	2,5	0,36	0,22	0,42	16,96	0,19	0,12	0,22	8,95	0,16	0,10	0,19	7,54	0,13	0,08	0,15	6,12	0,40	0,24	0,47	18,85	0,19	0,12	0,22	8,95
14	З.Балка 35/6 Т-3 (зрош.)	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Біляївська 35/10	5,0	0,13	0,08	0,15	3,06	0,11	0,07	0,13	2,59	0,22	0,13	0,26	5,18	0,19	0,12	0,22	4,48	0,14	0,08	0,16	3,30	0,13	0,08	0,15	3,06
16	Янтарна 35/10	2,5	0,33	0,20	0,39	15,55	0,27	0,16	0,32	12,72	0,23	0,14	0,27	10,84	0,19	0,12	0,22	8,95	0,21	0,13	0,25	9,89	0,27	0,16	0,32	12,72
17	Светлічна 35/10	1,6	0,16	0,10	0,19	11,78	0,20	0,12	0,24	14,72	0,31	0,19	0,37	22,82	0,30	0,18	0,35	22,09	0,17	0,10	0,20	12,51	0,20	0,12	0,24	14,72
18	Гаврилівка 35/10	2,5	0,34	0,21	0,40	16,02	0,31	0,19	0,37	14,61	0,42	0,25	0,49	19,79	0,36	0,22	0,42	16,96	0,38	0,23	0,45	17,90	0,31	0,19	0,37	14,61
19	Воскресенівська 35/10	2,5	0,25	0,15	0,29	11,78	0,17	0,10	0,20	8,01	0,23	0,14	0,27	10,84	0,17	0,10	0,20	8,01	0,25	0,15	0,29	11,78	0,17	0,10	0,20	8,01
20	Червонофлотська 35/10	2,5	0,14	0,08	0,16	6,60	0,13	0,08	0,15	6,12	0,17	0,10	0,20	8,01	0,16	0,10	0,19	7,54	0,14	0,08	0,16	6,60	0,13	0,08	0,15	6,12
21	Новодмитровская 35/10	2,5	0,28	0,17	0,33	13,19	0,27	0,16	0,32	12,72	0,30	0,18	0,35	14,03	0,34	0,21	0,40	16,02	0,28	0,17	0,33	13,19	0,27	0,16	0,32	12,72
22	Б.Криниця 35/10	6,5	0,34	0,21	0,40	6,16	0,28	0,17	0,33	5,07	0,39	0,24	0,46	7,07	0,42	0,25	0,49	7,61	0,34	0,21	0,40	6,16	0,24	0,15	0,28	4,35
23	Калининская 35/10	5,0	0,41	0,25	0,48	9,66	0,38	0,23	0,45	8,95	0,45	0,27	0,53	10,60	0,47	0,28	0,55	11,07	0,41	0,25	0,48	9,66	0,38	0,23	0,45	8,95
24	В.Олександрівська 35/10	8,0	1,93	1,16	2,25	28,12	1,63	0,98	1,90	23,70	2,33	1,40	2,72	34,01	2,47	1,48	2,89	36,07	1,93	1,16	2,25	28,12	1,41	0,85	1,65	20,61
25	Н.Кубанська 35/10	3,6	0,32	0,19	0,38	10,47	0,30	0,18	0,35	9,82	0,31	0,19	0,37	10,14	0,30	0,18	0,35	9,82	0,32	0,19	0,38	10,47	0,30	0,18	0,35	9,82
26	Борозенська 35/10	5,0	0,39	0,24	0,46	9,19	0,36	0,22	0,42	8,48	0,42	0,25	0,49	9,89	0,42	0,25	0,49	9,89	0,39	0,24	0,46	9,19	0,36	0,22	0,42	8,48
27	Колос 35/10	1,6	0,07	0,04	0,08	5,15	0,06	0,04	0,07	4,60	0,05	0,03	0,06	3,68	0,06	0,04	0,07	4,42	0,07	0,04	0,08	5,15	0,05	0,03	0,06	3,68
28	Д.Брод 35/10	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29	Вишнева 35/10	1,6	0,13	0,08	0,15	9,57	0,08	0,05	0,09	5,89	0,16	0,09	0,18	11,54	0,16	0,10	0,19	11,78	0,13	0,08	0,15	9,57	0,08	0,05	0,09	5,89
30	Високопільська 35/10	5,0	0,87	0,52	1,01	20,26	0,81	0,48	0,94	18,85	1,05	0,63	1,22	24,50	1,18	0,71	1,38	27,56	0,87	0,52	1,01	20,26	0,81	0,48	0,94	18,85
31	Архангельська 35/10	3,2	0,62	0,37	0,72	22,45	0,59	0,35	0,68	21,35	0,67	0,40	0,78	24,29	0,62	0,37	0,72	22,45	0,62	0,37	0,72	22,45	0,59	0,35	0,68	21,35
32	Вознесенівська 35/10	2,5	0,09	0,05	0,11	4,24	0,08	0,05	0,09	3,77	0,16	0,10	0,19	7,54	0,16	0,10	0,19	7,54	0,09	0,05	0,11	4,24	0,08	0,05	0,10	3,84
33	Кочубеївка 35/10	2,5	0,38	0,23	0,45	17,90	0,25	0,15	0,29	11,78	0,44	0,27	0,52	20,73	0,33	0,20	0,39	15,55	0,38	0,23	0,45	17,90	0,25	0,15	0,29	11,78
Генічеські РЕМ																										
34	Генічеськ 35/10 (тр-р 1Т)	10,0	3,23	1,94	3,77	37,69	2,32	1,39	2,71	27,09	2,73	1,64	3,18	31,80	3,08	1,85	3,59	35,93	1,88	1,13	2,19	21,91	1,55	0,93	1,80	18,02
35	Генічеськ 35/10 (тр-р 2Т)	10,0	2,21	1,33	2,58	25,80	1,83	1,10	2,13	21,32	5,00	3,00	5,83	58,31	5,21	3,13	6,08	60,78	1,84	1,10	2,14	21,44	1,52	0,91	1,77	17,67
36	Петрівка 35/10	2,5	0,44	0,27	0,52	20,73	0,45	0,27	0,53	21,20	0,95	0,57	1,11	44,29	1,07	0,64	1,25	49,94	0,63	0,38	0,73	29,21	0,64	0,38	0,74	29,68
37	Партизани 35/10	4,0	0,60	0,36	0,69	17,37	0,68	0,41	0,79	19,73	1,07	0,64	1,25	31,21	1,14	0,68	1,33	33,28	0,60	0,36	0,69	17,37	0,68	0,41	0,79	19,73
38	Н.Григорівка 35/10	4,1	0,47	0,28	0,55	13,50	0,53	0,32	0,61	14,94	0,45	0,27	0,53	12,93	0,71	0,42	0,82	20,11	0,49	0,30	0,58	14,08	0,56	0,33	0,65	15,80
39	Чонгар 35/10	5,0	0,47	0,28	0,55	11,07	0,53	0,32	0,61	12,25	0,82	0,49	0,95	19,08	0,67	0,40	0,78	15,55	0,47	0,28	0,55	11,07	0,53	0,32	0,61	12,25
40	Приазовська 35/10	6,5	0,64	0,38	0,74	11,42	0,67	0,40	0,78	11,96	1,04	0,62	1,21	18,66	1,18	0,71	1,38	21,20	0,67	0,40	0,78	11,96	0,70	0,42	0,81	12,50

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
41	Вікторівка 35/10	2,5	0,39	0,24	0,46	18,37	0,23	0,14	0,27	10,84	0,42	0,25	0,49	19,79	0,47	0,28	0,55	22,14	0,56	0,33	0,65	25,91	0,32	0,19	0,38	15,08
42	Озеряни 35/10	2,5	0,08	0,05	0,09	3,77	0,06	0,04	0,07	2,83	0,05	0,03	0,06	2,36	0,05	0,03	0,06	2,36	0,08	0,05	0,09	3,77	0,06	0,04	0,07	2,83
43	Генгірка 35/10	8,0	1,34	0,81	1,57	19,58	1,40	0,84	1,64	20,47	0,64	0,38	0,74	9,28	0,65	0,39	0,75	9,42	0,78	0,47	0,91	11,34	0,04	0,02	0,05	0,59
44	Стрількове 35/10	10,3	1,55	0,93	1,80	17,50	1,24	0,75	1,45	14,07	0,87	0,52	1,01	9,83	0,95	0,57	1,11	10,75	0,90	0,54	1,05	10,18	0,83	0,50	0,97	9,38
45	Щасливцеве 35/10	10,0	2,02	1,21	2,36	23,56	1,74	1,04	2,03	20,26	1,15	0,69	1,34	13,43	1,28	0,77	1,50	14,96	1,17	0,70	1,37	13,66	0,15	0,09	0,18	1,77
Голопристанські РЕМ																										
46	Гопри 35/10	26,0	5,00	3,00	5,83	22,43	4,40	2,64	5,14	19,75	5,46	3,28	6,37	24,51	5,98	3,59	6,97	26,82	5,35	3,21	6,24	24,01	4,75	2,85	5,54	21,29
47	Н.Збур'ївка 35/10	2,5	1,57	0,94	1,83	73,03	1,45	0,87	1,70	67,85	1,35	0,81	1,58	63,13	1,69	1,01	1,97	78,68	2,61	1,56	3,04	121,56	1,57	0,94	1,83	73,03
48	Кардашинка 35/10	4,0	0,67	0,40	0,78	19,44	0,67	0,40	0,78	19,44	0,51	0,30	0,59	14,72	0,59	0,35	0,68	17,08	1,11	0,67	1,30	32,39	0,72	0,43	0,84	20,91
49	Гладківська 35/10	2,5	1,20	0,72	1,40	56,07	1,17	0,70	1,37	54,65	0,99	0,59	1,15	46,17	1,32	0,79	1,54	61,72	0,78	0,47	0,91	36,28	0,97	0,58	1,13	45,23
50	Геройська 35/10	2,5	0,68	0,41	0,79	31,57	0,56	0,33	0,65	25,91	0,70	0,42	0,81	32,51	0,79	0,47	0,92	36,75	0,84	0,50	0,98	39,11	0,67	0,40	0,78	31,10
51	Долматівка 35/10	6,5	1,39	0,84	1,63	25,01	1,34	0,81	1,57	24,10	1,65	0,99	1,92	29,54	1,74	1,04	2,03	31,17	0,56	0,33	0,65	9,97	0,67	0,40	0,78	11,96
52	М.Копані 35/10	2,5	0,79	0,47	0,92	36,75	0,71	0,42	0,82	32,98	0,74	0,44	0,86	34,39	0,74	0,44	0,86	34,39	0,53	0,32	0,61	24,50	0,59	0,35	0,68	27,33
53	Рад.Азербайджан 35/10	2,5	0,81	0,48	0,94	37,69	0,90	0,54	1,05	41,93	0,87	0,52	1,01	40,52	1,03	0,62	1,20	48,06	0,32	0,19	0,38	15,08	0,44	0,27	0,52	20,73
54	Комінтерн 35/10	9,6	1,29	0,78	1,51	15,71	1,34	0,81	1,57	16,32	1,34	0,81	1,57	16,32	1,49	0,90	1,74	18,16	1,62	0,97	1,88	19,63	1,68	1,01	1,96	20,37
55	В.Дружинка 35/10	2,5	0,93	0,56	1,08	43,35	0,76	0,45	0,88	35,34	0,79	0,47	0,92	36,75	0,90	0,54	1,05	41,93	1,16	0,70	1,35	54,18	0,91	0,55	1,06	42,40
56	Бехтери 35/10	5,0	1,74	1,04	2,03	40,52	1,86	1,12	2,17	43,35	1,66	0,99	1,93	38,63	2,08	1,25	2,43	48,53	1,30	0,78	1,52	30,39	1,39	0,84	1,63	32,51
57	З.Порт 35/10	20,0	6,57	3,94	7,66	38,28	6,77	4,06	7,89	39,46	2,35	1,41	2,74	13,72	2,72	1,63	3,17	15,84	4,85	2,91	5,65	28,27	5,07	3,04	5,91	29,56
58	Пам'ятна 35/10	2,5	0,41	0,25	0,48	19,32	0,56	0,33	0,65	25,91	0,59	0,35	0,68	27,33	0,64	0,38	0,74	29,68	0,52	0,31	0,60	24,03	0,67	0,40	0,78	31,10
59	Б.Острів 35/10	4,0	1,82	1,09	2,12	53,00	1,71	1,02	1,99	49,77	1,55	0,93	1,80	45,05	1,69	1,01	1,97	49,18	1,60	0,96	1,86	46,53	1,49	0,90	1,74	43,58
60	Більшовик 35/10	4,0	1,14	0,68	1,33	33,28	1,06	0,64	1,24	30,92	0,56	0,33	0,65	16,20	0,81	0,48	0,94	23,56	0,85	0,51	0,99	24,74	0,79	0,47	0,92	22,97
Іванівські РЕМ																										
61	Іванівка 35/10	6,5	1,26	0,76	1,47	22,65	1,54	0,92	1,79	27,54	1,85	1,11	2,16	33,16	1,99	1,19	2,32	35,70	1,34	0,81	1,57	24,10	1,54	0,92	1,79	27,54
62	Благодатна 35/10	5,0	0,45	0,27	0,53	10,60	0,45	0,27	0,53	10,60	0,30	0,18	0,35	7,07	0,42	0,25	0,49	9,89	1,35	0,81	1,58	31,57	0,45	0,27	0,53	10,60
63	Дружбівка 35/10	4,0	0,42	0,25	0,49	12,37	0,44	0,27	0,52	12,96	0,38	0,23	0,45	11,19	0,42	0,25	0,49	12,37	0,45	0,27	0,53	13,25	0,44	0,27	0,52	12,96
64	Фрунзе 35/10	4,0	0,30	0,18	0,35	8,83	0,31	0,19	0,37	9,13	0,41	0,25	0,48	12,07	0,51	0,30	0,59	14,72	0,32	0,19	0,38	9,42	0,31	0,19	0,37	9,13
65	Н.Сірогози 35/10	6,5	1,45	0,87	1,70	26,09	1,48	0,89	1,73	26,64	1,12	0,67	1,31	20,11	1,09	0,65	1,27	19,57	1,63	0,98	1,90	29,18	1,76	1,05	2,05	31,53
66	Трофимівка 35/10	2,5	0,19	0,12	0,22	8,95	0,22	0,13	0,26	10,37	0,19	0,12	0,22	8,95	0,25	0,15	0,29	11,78	0,20	0,12	0,24	9,42	0,22	0,13	0,26	10,37
67	Першопокровка 35/10	5,0	0,62	0,37	0,72	14,37	0,81	0,48	0,94	18,85	0,82	0,49	0,95	19,08	1,04	0,62	1,21	24,26	0,69	0,41	0,80	16,02	0,96	0,58	1,12	22,38
68	Верби 35/10	4,1	0,56	0,33	0,65	15,80	0,60	0,36	0,70	17,11	0,87	0,52	1,01	24,71	0,93	0,56	1,08	26,43	0,63	0,38	0,73	17,81	0,72	0,43	0,84	20,40
69	Степна 35/10	4,1	0,46	0,28	0,54	13,06	0,65	0,39	0,75	18,39	0,62	0,37	0,72	17,52	0,84	0,50	0,98	23,84	0,48	0,29	0,57	13,79	0,65	0,39	0,75	18,39
70	КХП 35/10	2,5	0,11	0,07	0,13	5,18	0,10	0,06	0,12	4,71	0,14	0,08	0,16	6,60	0,16	0,10	0,19	7,54	0,12	0,07	0,14	5,65	0,12	0,07	0,14	5,65
Каховські РЕМ																										
71	Каховка 35/6	25,0	4,58	2,75	5,34	21,34	4,16	2,50	4,85	19,41	1,54	0,92	1,79	7,16	1,57	0,94	1,83	7,30	3,79	2,27	4,42	17,67	4,16	2,50	4,85	19,41
72	Каховка 35/10	12,6	1,20	0,72	1,40	11,12	0,81	0,48	0,94	7,48	12,01	7,21	14,01	111,15	12,25	7,35	14,29	113,39	1,00	0,60	1,17	9,25	0,81	0,48	0,94	7,48
73	Коробки 35/10 1Г	2,5	0,47	0,28	0,55	22,14	0,57	0,34	0,66	26,38	0,53	0,32	0,61	24,50	0,47	0,28	0,55	22,14	0,35	0,21	0,41	16,24	0,21	0,13	0,25	9,89

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
74	Коробки 35/10 2Т	1,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
75	Ч.Перекоп 35/10	4,1	0,45	0,27	0,53	12,93	0,44	0,27	0,52	12,64	0,68	0,41	0,79	19,25	0,60	0,36	0,69	16,95	0,18	0,11	0,21	5,17	0,22	0,13	0,26	6,32	
76	Тавричанка 35/10	5,0	0,53	0,32	0,61	12,25	0,53	0,32	0,61	12,25	0,73	0,44	0,85	16,96	0,84	0,50	0,98	19,55	0,37	0,22	0,44	8,72	0,26	0,16	0,31	6,12	
77	Чорнянка 35/10	8,0	0,47	0,28	0,55	6,92	0,57	0,34	0,66	8,25	0,65	0,39	0,75	9,42	0,70	0,42	0,81	10,16	0,38	0,23	0,45	5,59	0,44	0,27	0,52	6,48	
78	Ретранслятор 35/10	6,3	0,19	0,12	0,22	3,55	0,31	0,19	0,37	5,80	0,45	0,27	0,53	8,41	0,51	0,30	0,59	9,35	0,29	0,18	0,34	5,42	0,31	0,19	0,37	5,80	
79	ПС 35/10 «НС-5МК» (Насосна станція-5 магістральний канал)	2,5	0,03	0,02	0,04	1,41	0,03	0,02	0,04	1,41	0,16	0,10	0,19	7,54	0,17	0,10	0,20	8,01	0,01	0,01	0,01	0,47	0,01	0,01	0,01	0,47	
80	Заозерная 35/10	2,5	0,11	0,07	0,13	5,18	0,08	0,05	0,09	3,77	0,25	0,15	0,29	11,78	0,22	0,13	0,26	10,37	0,07	0,04	0,08	3,30	0,07	0,04	0,08	3,30	
81	НС-6по Р-1-1 35/10 (насосна станція -6 по рукаву -1-1)	1,6	0,06	0,04	0,07	4,42	0,08	0,05	0,09	5,77	0,08	0,05	0,09	5,89	0,17	0,10	0,20	12,51	0,01	0,01	0,01	0,74	0,02	0,01	0,02	1,47	
82	ПС 35/10 «НС-3МК» (Насосна станція- зрошувальний магістральний канал)	1,8	0,06	0,04	0,07	3,93	0,03	0,02	0,04	1,96	0,06	0,04	0,07	3,93	0,08	0,05	0,09	5,24	0,02	0,01	0,02	1,31	0,01	0,01	0,01	0,65	
83	Р.Люксембург 35/10	2,5	0,14	0,08	0,16	6,60	0,16	0,10	0,19	7,54	0,17	0,10	0,20	8,01	0,56	0,33	0,65	25,91	0,06	0,04	0,07	2,83	0,08	0,05	0,09	3,77	
84	Краса Херсонщини 35/10	4,0	0,38	0,23	0,45	11,19	0,36	0,22	0,42	10,60	0,64	0,38	0,74	18,55	0,67	0,40	0,78	19,44	0,13	0,08	0,15	3,83	0,12	0,07	0,14	3,53	
85	Каменка 35/10	2,5	0,42	0,25	0,49	19,79	0,36	0,22	0,42	16,96	0,54	0,32	0,62	24,97	0,30	0,18	0,35	14,13	0,34	0,21	0,40	16,02	0,29	0,18	0,34	13,66	
86	Любимівка 35/10 1Т	4,0	0,90	0,54	1,05	26,21	0,95	0,57	1,11	27,68	1,42	0,85	1,66	41,52	1,42	0,85	1,66	41,52	0,29	0,18	0,34	8,54	0,35	0,21	0,41	10,31	
87	Любимівка 35/10 2Т	4,0	0,54	0,32	0,62	15,61	0,34	0,21	0,40	10,01	0,39	0,24	0,46	11,48	0,42	0,25	0,49	12,37	0,18	0,11	0,21	5,30	0,17	0,10	0,20	5,01	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
88	Чорноморівка 35/10	2,5	0,51	0,30	0,59	23,56	0,41	0,25	0,48	19,32	0,89	0,53	1,04	41,46	0,89	0,53	1,04	41,46	0,10	0,06	0,12	4,71	0,09	0,05	0,11	4,24	
89	Богданівка 35/10	2,5	0,17	0,10	0,20	8,01	0,25	0,15	0,29	11,78	0,22	0,13	0,26	10,37	0,27	0,16	0,32	12,72	0,04	0,02	0,05	1,88	0,06	0,04	0,07	2,83	
90	Горностаївка 35/10	6,5	1,01	0,61	1,18	18,12	0,82	0,49	0,95	14,68	2,30	1,38	2,69	41,32	2,11	1,27	2,46	37,87	1,01	0,61	1,18	18,12	0,84	0,50	0,98	15,04	
91	Каїри 35/10	2,5	0,45	0,27	0,53	21,20	0,22	0,13	0,26	10,37	0,71	0,42	0,82	32,98	0,68	0,41	0,79	31,57	0,69	0,41	0,80	32,04	0,22	0,13	0,26	10,37	
92	Ольгіно 35/10	2,5	0,22	0,13	0,26	10,37	0,14	0,08	0,16	6,60	0,33	0,20	0,39	15,55	0,68	0,41	0,79	31,57	0,22	0,13	0,26	10,37	0,15	0,09	0,18	7,07	
93	Б.Благовіщенка 35/10	4,3	0,54	0,32	0,62	14,52	0,45	0,27	0,53	12,33	0,22	0,13	0,26	6,03	0,16	0,10	0,19	4,38	0,70	0,42	0,81	18,90	0,60	0,36	0,69	16,16	
94	Константинівка 35/10	5,0	0,56	0,33	0,65	12,96	0,47	0,28	0,55	11,07	0,62	0,37	0,72	14,37	0,64	0,38	0,74	14,84	0,18	0,11	0,21	4,24	0,24	0,15	0,28	5,65	
Н.Каховські РЕМ																											
95	Качкарівська 35/10	2,5	0,44	0,27	0,52	20,73	0,39	0,24	0,46	18,37	0,47	0,28	0,55	22,14	0,56	0,33	0,65	25,91	0,44	0,27	0,52	20,73	0,39	0,24	0,46	18,37	
96	Софіївка 35/6 (зрош.)	4,0	0,05	0,03	0,06	1,47	0,05	0,03	0,06	1,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,03	0,06	1,47	0,05	0,03	0,06	1,47	
97	Космос 35/6 (зрош.)	8,0	0,02	0,01	0,02	0,29	0,02	0,01	0,02	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,01	0,02	0,29	0,02	0,01	0,02	0,29	
98	Н.Каїрська 35/10	1,0	0,22	0,13	0,26	25,91	0,19	0,12	0,22	22,38	0,19	0,12	0,22	22,38	0,20	0,12	0,24	23,56	0,22	0,13	0,26	25,91	0,19	0,12	0,22	22,38	
99	Суханівська 35/10 (зрош.)	1,6	0,08	0,05	0,09	5,89	0,05	0,03	0,06	3,68	0,06	0,04	0,07	4,42	0,08	0,05	0,09	5,89	0,08	0,05	0,09	5,89	0,05	0,03	0,06	3,68	
100	Н.Райська 35/10	5,0	0,64	0,38	0,74	14,84	0,56	0,33	0,65	12,96	0,71	0,42	0,82	16,49	0,87	0,52	1,01	20,26	0,64	0,38	0,74	14,84	0,56	0,33	0,65	12,96	
101	Зоря 35/10	11,2	2,15	1,29	2,51	22,40	2,13	1,28	2,49	22,19	3,56	2,13	4,15	37,02	3,87	2,32	4,51	40,28	1,81	1,08	2,11	18,83	1,92	1,15	2,24	19,98	
102	Високівська 35/10	6,5	0,14	0,08	0,16	2,54	0,33	0,20	0,39	5,98	0,31	0,19	0,37	5,62	0,31	0,19	0,37	5,62	0,11	0,07	0,13	1,99	0,26	0,16	0,31	4,71	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
103	Зміївка 35/10	5,0	0,67	0,40	0,78	15,55	0,67	0,40	0,78	15,55	0,76	0,45	0,88	17,67	0,82	0,49	0,95	19,08	0,84	0,50	0,98	19,55	0,17	0,10	0,20	4,00
104	Львівська 35/10/6	5,0	0,53	0,32	0,61	12,25	0,38	0,23	0,45	8,95	0,64	0,38	0,74	14,84	0,73	0,44	0,85	16,96	0,42	0,25	0,49	9,89	0,30	0,18	0,35	7,07
105	Тягинська 35/10	1,6	0,39	0,24	0,46	28,71	0,38	0,23	0,45	27,97	0,53	0,32	0,61	38,28	0,56	0,33	0,65	40,49	0,31	0,19	0,37	22,82	0,30	0,18	0,35	22,09
106	Раківська 35/10	2,5	0,19	0,12	0,22	8,95	0,13	0,08	0,15	6,12	0,13	0,08	0,15	6,12	0,13	0,08	0,15	6,12	0,05	0,03	0,06	2,36	0,03	0,02	0,04	1,41
107	Кіровська 35/10	5,0	0,27	0,16	0,32	6,36	1,37	0,82	1,60	32,04	0,19	0,12	0,22	4,48	0,19	0,12	0,22	4,48	0,35	0,21	0,41	8,25	2,06	1,24	2,40	48,06
108	Козацька 35/10	5,0	1,21	0,73	1,41	28,27	1,21	0,73	1,41	28,27	1,32	0,79	1,54	30,86	1,43	0,86	1,67	33,45	1,02	0,61	1,19	23,79	1,09	0,65	1,27	25,44
109	Ч.Маяк 35/10	2,5	0,36	0,22	0,42	16,96	0,30	0,18	0,35	14,13	0,41	0,25	0,48	19,32	0,51	0,30	0,59	23,56	0,45	0,27	0,53	21,20	0,08	0,05	0,09	3,77
110	Костирка 35/10	1,8	0,19	0,12	0,22	12,43	0,11	0,07	0,13	7,20	0,09	0,05	0,11	5,89	0,09	0,05	0,11	5,89	0,24	0,15	0,28	15,71	0,03	0,02	0,04	1,96
111	Заріченська 35/10	2,5	0,51	0,30	0,59	23,56	0,44	0,27	0,52	20,73	0,48	0,29	0,57	22,62	0,39	0,24	0,46	18,37	0,40	0,24	0,47	18,85	0,35	0,21	0,41	16,49
112	Порт 35/10	12,6	0,99	0,59	1,15	9,16	1,18	0,71	1,38	10,94	1,18	0,71	1,38	10,94	1,48	0,89	1,73	13,74	0,79	0,47	0,92	7,29	0,95	0,57	1,11	8,79
113	Дніпряни 35/10	2,5	1,39	0,84	1,63	65,02	1,01	0,61	1,18	47,12	0,81	0,48	0,94	37,69	0,02	0,01	0,02	0,94	1,11	0,67	1,30	51,83	0,81	0,48	0,94	37,69
114	Щорса 35/10 1Т	16,0	5,35	3,21	6,24	39,02	5,14	3,08	6,00	37,47	6,59	3,95	7,68	48,00	7,21	4,33	8,41	52,56	4,25	2,55	4,96	30,99	4,11	2,47	4,79	29,96
115	Щорса 35/10/6 2Т,3Т	20,0	1,54	0,92	1,79	8,95	0,80	0,48	0,93	4,65	2,05	1,23	2,39	11,96	2,36	1,42	2,76	13,78	1,22	0,73	1,43	7,13	0,64	0,38	0,74	3,71
116	Основа 35/10	12,6	1,97	1,18	2,30	18,23	1,86	1,12	2,17	17,20	1,86	1,12	2,17	17,20	2,41	1,45	2,82	22,34	1,58	0,95	1,84	14,58	1,48	0,89	1,73	13,74
117	Таврійська 35/10	5,6	0,14	0,08	0,16	2,94	0,09	0,05	0,11	1,89	0,68	0,41	0,79	14,09	0,79	0,47	0,92	16,41	0,11	0,07	0,13	2,31	0,07	0,04	0,08	1,47
Новотроїцькі РЕМ																										
118	Громівка 35/10	6,5	0,81	0,48	0,94	14,50	0,84	0,50	0,98	15,04	1,03	0,62	1,20	18,48	0,81	0,48	0,94	14,50	0,40	0,24	0,47	7,25	1,38	0,83	1,61	24,83
119	Василівка 35/10	2,5	0,40	0,24	0,47	18,85	0,44	0,27	0,52	20,73	0,14	0,08	0,16	6,60	0,17	0,10	0,20	8,01	0,20	0,12	0,24	9,42	0,59	0,35	0,68	27,33
120	Н.Михайлівка 35/10	2,5	0,30	0,18	0,35	14,13	0,33	0,20	0,39	15,55	0,38	0,23	0,45	17,90	0,42	0,25	0,49	19,79	0,08	0,05	0,09	3,77	0,23	0,14	0,27	10,84
121	Отрадівка 35/10	1,6	0,25	0,15	0,29	18,40	0,31	0,19	0,37	22,82	0,56	0,33	0,65	40,49	0,67	0,40	0,78	48,59	0,25	0,15	0,29	18,40	0,31	0,19	0,37	22,82
122	Подове 35/10	5,0	0,41	0,25	0,48	9,66	0,47	0,28	0,55	11,07	0,53	0,32	0,61	12,25	0,56	0,33	0,65	12,96	0,10	0,06	0,12	2,36	0,11	0,07	0,13	2,59
123	Попелак 35/10	2,5	0,22	0,13	0,26	10,37	0,25	0,15	0,29	11,78	0,25	0,15	0,29	11,78	0,23	0,14	0,27	10,84	0,06	0,04	0,07	2,83	0,01	0,01	0,01	0,47
124	Сиваши 35/10	6,5	0,74	0,44	0,86	13,23	0,71	0,42	0,82	12,68	0,98	0,59	1,14	17,58	1,61	0,96	1,87	28,81	0,74	0,44	0,86	13,23	0,71	0,42	0,82	12,68
125	Федорівка 35/10	5,0	0,27	0,16	0,32	6,36	0,34	0,21	0,40	8,01	0,31	0,19	0,37	7,30	0,34	0,21	0,40	8,01	0,35	0,21	0,41	8,25	0,69	0,41	0,80	16,02
126	Чкалове 35/10	6,5	0,81	0,48	0,94	14,50	0,87	0,52	1,01	15,58	1,32	0,79	1,54	23,74	1,35	0,81	1,58	24,28	1,07	0,64	1,25	19,21	1,74	1,04	2,03	31,17
Скадовські РЕМ																										
127	Скадовська 35/10	20,0	4,23	2,54	4,94	24,68	4,04	2,42	4,71	23,56	6,45	3,87	7,53	37,63	6,84	4,10	7,97	39,87	4,06	2,44	4,74	23,68	3,88	2,33	4,52	22,62
128	Приморська 35/10	6,5	0,31	0,19	0,37	5,62	0,27	0,16	0,32	4,89	0,31	0,19	0,37	5,62	0,27	0,16	0,32	4,89	0,29	0,18	0,34	5,26	0,25	0,15	0,29	4,53
129	Грушівка 35/10	4,1	0,22	0,13	0,26	6,32	0,17	0,10	0,20	4,88	0,33	0,20	0,39	9,48	0,36	0,22	0,42	10,34	0,21	0,13	0,25	6,03	0,16	0,10	0,19	4,60
130	Таврія 35/10	6,5	0,27	0,16	0,32	4,89	0,22	0,13	0,26	3,99	0,25	0,15	0,29	4,53	0,33	0,20	0,39	5,98	0,25	0,15	0,29	4,53	0,21	0,13	0,25	3,81
131	Н.Миколаївка 35/10	6,5	0,31	0,19	0,37	5,62	0,25	0,15	0,29	4,53	0,41	0,25	0,48	7,43	0,39	0,24	0,46	7,07	0,22	0,13	0,26	3,99	0,18	0,11	0,21	3,26
132	Красна 35/10	8,0	0,62	0,37	0,72	8,98	0,65	0,39	0,75	9,42	0,47	0,28	0,55	6,92	0,62	0,37	0,72	8,98	0,43	0,26	0,51	6,33	0,46	0,28	0,54	6,77
133	Н.Російська 35/10	5,0	0,30	0,18	0,35	7,07	0,23	0,14	0,27	5,42	0,35	0,21	0,41	8,25	0,62	0,37	0,72	14,37	0,22	0,13	0,26	5,18	0,17	0,10	0,20	4,00
134	Молодіжна 35/10	10,3	1,69	1,01	1,97	19,10	1,37	0,82	1,60	15,55	1,39	0,84	1,63	15,78	1,37	0,82	1,60	15,55	1,21	0,73	1,41	13,72	0,99	0,59	1,15	11,21
135	Михайлівка 35/10	2,5	0,27	0,16	0,32	12,72	0,23	0,14	0,27	10,84	0,33	0,20	0,39	15,55	0,34	0,21	0,40	16,02	0,19	0,12	0,22	8,95	0,17	0,10	0,20	8,01
136	Птахівка 35/10	2,5	0,36	0,22	0,42	16,96	0,30	0,18	0,35	14,13	0,41	0,25	0,48	19,32	0,47	0,28	0,55	22,14	0,45	0,27	0,53	21,20	0,41	0,25	0,48	19,32
137	Берегова 35/10	5,0	0,23	0,14	0,27	5,42	0,22	0,13	0,26	5,18	0,23	0,14	0,27	5,42	0,23	0,14	0,27	5,42	0,22	0,13	0,26	5,18	0,21	0,13	0,25	4,95

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
138	Морська 35/10	6,5	0,01	0,01	0,01	0,18	0,01	0,01	0,01	0,18	0,03	0,02	0,04	0,54	0,03	0,02	0,04	0,54	0,01	0,01	0,02	0,27	0,01	0,01	0,01	0,18
139	Широка 35/10	2,5	0,48	0,29	0,57	22,62	0,48	0,29	0,57	22,62	0,47	0,28	0,55	22,14	0,48	0,29	0,57	22,62	0,73	0,44	0,85	33,92	0,48	0,29	0,57	22,62
Олешківські РЕМ																										
140	Лісна 35/10	10,3	2,73	1,64	3,18	30,88	2,64	1,58	3,07	29,85	2,92	1,75	3,40	33,05	4,49	2,70	5,24	50,89	2,39	1,44	2,79	27,10	2,31	1,39	2,70	26,19
141	Б.Копані 35/10	6,5	1,86	1,12	2,17	33,34	1,49	0,90	1,74	26,82	1,45	0,87	1,70	26,09	1,49	0,90	1,74	26,82	1,39	0,84	1,63	25,01	1,12	0,67	1,31	20,11
142	Подокалинівка 35/10	1,6	0,60	0,36	0,69	43,43	0,48	0,29	0,57	35,34	0,47	0,28	0,55	34,60	0,54	0,32	0,62	39,02	0,48	0,29	0,57	35,34	0,66	0,39	0,77	47,85
143	Тарасівка 35/10	3,5	0,87	0,52	1,01	28,94	0,57	0,34	0,66	18,85	0,47	0,28	0,55	15,82	0,60	0,36	0,69	19,86	0,72	0,43	0,84	23,89	0,77	0,46	0,90	25,58
144	Брилівка 35/10	8,0	0,48	0,29	0,57	7,07	0,70	0,42	0,81	10,16	0,87	0,52	1,01	12,66	0,99	0,59	1,15	14,43	0,40	0,24	0,47	5,89	0,94	0,56	1,10	13,69
145	Н.Маячка 35/10	8,0	1,60	0,96	1,86	23,26	1,77	1,06	2,06	25,77	1,76	1,05	2,05	25,62	2,05	1,23	2,39	29,89	1,30	0,78	1,52	18,99	2,40	1,44	2,80	35,04
146	Ст.Маячка 35/10	2,5	0,82	0,49	0,95	38,16	0,64	0,38	0,74	29,68	0,34	0,21	0,40	16,02	0,64	0,38	0,74	29,68	0,67	0,40	0,78	31,10	0,86	0,52	1,00	40,05
147	Костогризово 35/10	3,2	0,47	0,28	0,55	17,30	0,20	0,12	0,24	7,36	0,31	0,19	0,37	11,41	0,27	0,16	0,32	9,94	0,31	0,19	0,37	11,41	0,17	0,10	0,20	6,26
148	К.Лагері 35/10	5,0	1,54	0,92	1,79	35,81	0,67	0,40	0,78	15,55	0,96	0,58	1,12	22,38	1,26	0,76	1,47	29,45	2,42	1,45	2,83	56,54	1,05	0,63	1,22	24,50
149	Раденська 35/10	2,5	0,95	0,57	1,11	44,29	0,87	0,52	1,01	40,52	1,06	0,64	1,24	49,47	1,04	0,62	1,21	48,53	0,72	0,43	0,84	33,45	0,66	0,39	0,77	30,62
Чаплинські РЕМ																										
150	Чаплинка 35/10	15,9	2,08	1,25	2,43	15,26	2,32	1,39	2,71	17,04	2,91	1,75	3,39	21,34	3,57	2,14	4,16	26,15	2,60	1,56	3,03	19,04	3,20	1,92	3,73	23,48
151	Григорівка 35/10	5,0	0,79	0,47	0,92	18,37	0,73	0,44	0,85	16,96	0,71	0,42	0,82	16,49	0,92	0,55	1,07	21,44	0,76	0,45	0,88	17,67	0,71	0,42	0,82	16,49
152	Асканія Нова 35/10	8,0	0,73	0,44	0,85	10,60	0,81	0,48	0,94	11,78	0,92	0,55	1,07	13,40	1,03	0,62	1,20	15,02	0,53	0,32	0,61	7,66	0,40	0,24	0,47	5,89
153	К.Володимирівка 35/10	8,0	1,28	0,77	1,50	18,70	0,81	0,48	0,94	11,78	0,39	0,24	0,46	5,74	0,52	0,31	0,60	7,51	0,42	0,25	0,49	6,18	0,26	0,16	0,31	3,83
154	Шевченко 35/10	1,8	0,42	0,25	0,49	27,48	0,38	0,23	0,45	24,87	0,38	0,23	0,45	24,87	0,45	0,27	0,53	29,45	0,36	0,22	0,42	23,56	0,19	0,12	0,22	12,43
155	Балтазарівка 35/10	2,5	0,38	0,23	0,45	17,90	0,27	0,16	0,32	12,72	0,36	0,22	0,42	16,96	0,45	0,27	0,53	21,20	0,47	0,28	0,55	22,14	0,37	0,22	0,44	17,43
156	Хрестівка 35/10	2,5	0,96	0,58	1,12	44,76	0,67	0,40	0,78	31,10	0,54	0,32	0,62	24,97	0,30	0,18	0,35	14,13	0,83	0,50	0,97	38,63	0,33	0,20	0,39	15,55
157	Хлібодарівка 35/10	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
158	Строганівка 35/10	2,5	0,36	0,22	0,42	16,96	0,33	0,20	0,39	15,55	0,34	0,21	0,40	16,02	0,53	0,32	0,61	24,50	0,32	0,19	0,38	15,08	0,29	0,18	0,34	13,66
159	Маркєєво 35/10	1,6	0,05	0,03	0,06	3,68	0,06	0,04	0,07	4,42	0,06	0,04	0,07	4,42	0,08	0,05	0,09	5,89	0,07	0,04	0,08	5,15	0,12	0,07	0,14	8,83
160	Каланчак 35/10	12,6	1,90	1,14	2,21	17,57	1,86	1,12	2,17	17,20	2,63	1,58	3,06	24,31	3,06	1,84	3,57	28,33	1,60	0,96	1,86	14,77	0,31	0,19	0,37	2,90
161	Привілля 35/10	2,5	1,06	0,64	1,24	49,47	0,76	0,45	0,88	35,34	0,47	0,28	0,55	22,14	0,00	0,00	0,00	0,00	1,31	0,79	1,53	61,25	1,26	0,76	1,47	58,89
162	Ключева 35/10	2,5	0,41	0,25	0,48	19,32	0,44	0,27	0,52	20,73	0,64	0,38	0,74	29,68	0,79	0,47	0,92	36,75	0,52	0,31	0,60	24,03	0,74	0,44	0,86	34,39
163	Н.Київка 35/10	1,8	0,25	0,15	0,29	16,36	0,22	0,13	0,26	14,40	0,23	0,14	0,27	15,05	0,27	0,16	0,31	17,43	0,31	0,19	0,37	20,29	0,30	0,18	0,35	19,63
164	Ч.Чабан 35/10	2,5	0,23	0,14	0,27	10,84	0,25	0,15	0,29	11,78	0,32	0,19	0,38	15,08	0,28	0,17	0,33	13,19	0,28	0,17	0,33	13,19	0,42	0,25	0,49	19,79
165	Мирна 35/10	8,1	0,36	0,22	0,42	5,24	0,36	0,22	0,42	5,24	0,27	0,16	0,32	3,93	0,53	0,32	0,61	7,56	0,30	0,18	0,35	4,36	0,06	0,04	0,07	0,87
Херсонські РЕМ																										
166	Комсомольська 35/6 1Т	16,0	6,03	3,62	7,03	43,95	5,58	3,35	6,50	40,64	8,98	5,39	10,47	65,45	9,12	5,47	10,64	66,48	4,64	2,78	5,41	33,79	4,29	2,58	5,01	31,29
167	Комсомольська 35/6 2Т	16,0	4,68	2,81	5,45	34,08	4,28	2,57	4,99	31,21	7,91	4,75	9,22	57,64	7,25	4,35	8,46	52,86	3,61	2,16	4,21	26,28	3,29	1,98	3,84	24,00
168	Бетонверф 35/6 1Т	6,3	0,29	0,18	0,34	5,42	0,23	0,14	0,27	4,30	1,12	0,67	1,31	20,75	0,86	0,52	1,00	15,89	0,29	0,18	0,34	5,42	0,20	0,12	0,24	3,74
169	Бетонверф 35/6 2Т	6,3	0,47	0,28	0,55	8,79	0,21	0,13	0,25	3,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,47	0,28	0,55	8,79	0,18	0,11	0,21	3,37
170	Кіндійська 35/6	20,0	3,68	2,21	4,29	21,44	3,04	1,82	3,55	17,73	2,68	1,61	3,12	15,61	2,73	1,64	3,18	15,90	2,58	1,55	3,00	15,02	2,12	1,27	2,47	12,37

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
171	Консервна 35/6 1Т	7,5	1,88	1,13	2,19	29,21	1,45	0,87	1,70	22,62	2,97	1,78	3,46	46,15	2,86	1,72	3,33	44,45	1,44	0,87	1,68	22,46	1,12	0,67	1,31	17,43
172	Консервна 35/6 2Т	10,0	0,81	0,48	0,94	9,42	0,56	0,33	0,65	6,48	3,99	2,39	4,65	46,53	4,44	2,67	5,18	51,83	2,50	1,50	2,92	29,21	1,73	1,04	2,01	20,14
173	Оч.Спорудт 35/6 1Т	10,0	0,65	0,39	0,75	7,54	0,85	0,51	0,99	9,89	0,47	0,28	0,55	5,54	0,55	0,33	0,64	6,36	0,52	0,31	0,60	6,01	0,67	0,40	0,78	7,77
174	Оч.Споруди 35/6 2Т	10,0	1,47	0,88	1,72	17,20	1,92	1,15	2,24	22,38	2,89	1,73	3,37	33,69	3,22	1,93	3,76	37,57	0,96	0,58	1,12	11,19	1,25	0,75	1,46	14,61
175	Текстильна 35/6 1Т	16,0	6,41	3,85	7,48	46,75	6,74	4,04	7,86	49,10	6,22	3,73	7,26	45,35	6,20	3,72	7,23	45,20	4,93	2,96	5,75	35,93	5,18	3,11	6,04	37,77
176	Текстильна 35/6 2Т	16,0	3,35	2,01	3,91	24,44	3,58	2,15	4,17	26,06	5,69	3,41	6,63	41,45	5,29	3,18	6,17	38,58	2,59	1,55	3,02	18,85	2,76	1,65	3,22	20,10
177	Держинська 35/6 1Т	16,0	1,50	0,90	1,76	10,97	1,39	0,84	1,63	10,16	1,63	0,98	1,90	11,85	1,63	0,98	1,90	11,85	1,14	0,68	1,33	8,32	1,05	0,63	1,22	7,66
178	Держинська 35/6 2Т	16,0	1,39	0,84	1,63	10,16	0,78	0,47	0,91	5,67	1,30	0,78	1,52	9,50	1,11	0,67	1,30	8,10	1,54	0,92	1,79	11,19	1,55	0,93	1,80	11,26
179	Заводська 35/6 1Т	16,0	2,65	1,59	3,09	19,29	2,38	1,43	2,78	17,37	3,96	2,38	4,62	28,86	3,88	2,33	4,52	28,27	3,38	2,03	3,95	24,66	3,26	1,96	3,80	23,78
180	Заводська 35/6 2Т	16,0	1,15	0,69	1,34	8,39	1,50	0,90	1,76	10,97	1,27	0,76	1,48	9,28	1,58	0,95	1,84	11,48	1,37	0,82	1,60	10,01	1,61	0,96	1,87	11,71
181	Будівельна 35/6 1Т	7,5	1,32	0,79	1,54	20,57	1,24	0,75	1,45	19,32	2,19	1,32	2,56	34,08	2,44	1,47	2,85	38,01	1,20	0,72	1,40	18,69	1,13	0,68	1,32	17,59
182	Будівельна 35/6 2Т	6,3	0,86	0,52	1,00	15,89	0,89	0,53	1,04	16,45	2,83	1,70	3,30	52,35	2,93	1,76	3,42	54,22	0,70	0,42	0,81	12,90	0,72	0,43	0,84	13,27
183	Дніпровська 35/6 1Т	16,0	3,03	1,82	3,53	22,09	2,75	1,65	3,20	20,02	3,30	1,98	3,85	24,07	3,61	2,16	4,21	26,28	3,88	2,33	4,52	28,27	3,76	2,25	4,38	27,39
184	Дніпровська 35/6 2Т	16,0	2,29	1,38	2,67	16,71	1,59	0,95	1,85	11,56	4,74	2,84	5,52	34,53	4,28	2,57	4,99	31,21	1,76	1,05	2,05	12,81	1,64	0,98	1,91	11,93
185	Кошова 35/6 1Т	6,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
186	Кошова 35/6 2Т	6,3	2,45	1,47	2,86	45,43	2,89	1,73	3,37	53,47	3,99	2,39	4,65	73,85	4,20	2,52	4,90	77,78	2,76	1,65	3,22	51,04	3,20	1,92	3,73	59,27
187	Острівна 35/6 1Т	10,0	2,20	1,32	2,57	25,68	2,03	1,22	2,37	23,68	2,98	1,79	3,47	34,75	2,83	1,70	3,30	32,98	2,20	1,32	2,57	25,68	1,78	1,07	2,07	20,73
188	Острівна 35/6 2Т	10,0	0,07	0,04	0,08	0,82	0,07	0,04	0,08	0,82	0,53	0,32	0,61	6,12	0,58	0,35	0,67	6,71	0,07	0,04	0,08	0,82	0,06	0,04	0,07	0,71
189	Північна 35/10 1Т	10,0	3,47	2,08	4,05	40,52	3,16	1,90	3,69	36,87	2,46	1,48	2,87	28,74	2,56	1,53	2,98	29,80	3,16	1,90	3,69	36,87	2,87	1,72	3,35	33,45
190	Північна 35/10 2Т	16,0	2,80	1,68	3,26	20,39	3,86	2,31	4,50	28,12	3,21	1,93	3,75	23,41	3,36	2,02	3,92	24,51	2,26	1,36	2,64	16,49	3,12	1,87	3,64	22,75
191	ТОК 35/10 1Т	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
192	ТОК 35/10 2Т	4,0	0,47	0,28	0,55	13,84	0,47	0,28	0,55	13,84	0,64	0,38	0,74	18,55	0,64	0,38	0,74	18,55	0,31	0,19	0,37	9,13	0,31	0,19	0,37	9,13
193	Сонячна 35/10	2,5	0,16	0,10	0,19	7,54	0,11	0,07	0,13	5,18	0,23	0,14	0,27	10,84	0,23	0,14	0,27	10,84	0,14	0,08	0,16	6,60	0,10	0,06	0,12	4,71
194	Сухарна 35/10 1Т	10,0	2,70	1,62	3,14	31,45	3,25	1,95	3,79	37,93	5,36	3,22	6,25	62,55	6,15	3,69	7,17	71,73	2,04	1,22	2,38	23,79	2,43	1,46	2,84	28,39
195	Сухарна 35/10 2Т	10,0	0,98	0,59	1,14	11,43	1,04	0,62	1,21	12,13	1,14	0,68	1,33	13,31	1,60	0,96	1,86	18,61	1,10	0,66	1,28	12,84	1,15	0,69	1,34	13,43
196	Камишани 35/10 1Т	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
197	Камишани 35/10 2Т	4,0	0,36	0,22	0,42	10,60	0,64	0,38	0,74	18,55	0,75	0,45	0,87	21,79	0,76	0,45	0,88	22,09	0,28	0,17	0,33	8,25	0,51	0,30	0,59	14,72
198	МВС 35/10 1Т	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	1,34	0,81	1,57	39,16	0,00	0,00	0,00	0,00	2,21	1,33	2,58	64,49	0,10	0,06	0,12	2,94	0,23	0,14	0,27	6,77
199	МВС 35/10 2Т	4,0	1,03	0,62	1,20	30,04	0,00	0,00	0,00	0,00	1,82	1,09	2,12	53,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
200	Антонівська 35/10 1Т	1,0	0,17	0,10	0,20	20,02	0,20	0,12	0,24	23,56	0,02	0,01	0,02	2,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,07	0,14	14,13	0,14	0,08	0,16	16,49
201	Антонівська 35/6 2Т	4,0	0,58	0,35	0,67	16,78	0,86	0,52	1,00	25,03	0,66	0,39	0,77	19,14	0,56	0,33	0,65	16,20	0,40	0,24	0,47	11,78	0,61	0,36	0,71	17,67
202	Білозерка 35/10	14,0	2,21	1,33	2,58	18,43	1,66	0,99	1,93	13,80	2,49	1,50	2,91	20,78	2,00	1,20	2,33	16,66	1,75	1,05	2,04	14,56	1,30	0,78	1,52	10,85
203	Прогрес 35/10	2,5	0,56	0,33	0,65	25,91	0,44	0,27	0,52	20,73	0,20	0,12	0,24	9,42	0,27	0,16	0,32	12,72	0,43	0,26	0,51	20,26	0,35	0,21	0,41	16,49
204	Ш.Балка 35/10 1Т	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
205	Ш.Балка 35/10 2Т	2,5	0,89	0,53	1,04	41,46	0,64	0,38	0,74	29,68	0,64	0,38	0,74	29,68	0,47	0,28	0,55	22,14	0,81	0,48	0,94	37,69	0,58	0,35	0,67	26,86
206	Радянська 35/10 1Т	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
207	Радянська 35/10 2Т	2,5	0,38	0,23	0,45	17,90	0,34	0,21	0,40	16,02	0,34	0,21	0,40	16,02	0,42	0,25	0,49	19,79	0,35	0,21	0,41	16,49	0,31	0,19	0,37	14,61
208	Чернобаївка 35/10	8,0	0,87	0,52	1,01	12,66	0,79	0,47	0,92	11,48	2,19	1,32	2,56	31,95	2,02	1,21	2,36	29,45	0,78	0,47	0,91	11,34	0,70	0,42	0,81	10,16
209	Дар'ївська 35/10 1Т	4,0	1,58	0,95	1,84	45,94	1,49	0,90	1,74	43,58	1,90	1,14	2,21	55,36	1,90	1,14	2,21	55,36	2,04	1,22	2,38	59,48	2,24	1,35	2,61	65,37
210	Дар'ївська 35/10 2Т	3,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
211	Станіслав 35/10	6,3	1,18	0,71	1,38	21,87	0,95	0,57	1,11	17,57	0,71	0,42	0,82	13,09	0,60	0,36	0,69	11,03	1,07	0,64	1,25	19,82	0,86	0,52	1,00	15,89
212	Олександрівка 35/10	2,5	0,44	0,27	0,52	20,73	0,34	0,21	0,40	16,02	0,31	0,19	0,37	14,61	0,27	0,16	0,32	12,72	0,40	0,24	0,47	18,85	0,30	0,18	0,35	14,13
213	Токарівка 35/10	6,5	0,53	0,32	0,61	9,42	0,57	0,34	0,66	10,15	0,74	0,44	0,86	13,23	0,82	0,49	0,95	14,68	0,47	0,28	0,55	8,52	0,52	0,31	0,60	9,24
214	Інгулецька 35/10	4,0	0,23	0,14	0,27	6,77	0,20	0,12	0,24	5,89	0,64	0,38	0,74	18,55	0,31	0,19	0,37	9,13	0,30	0,18	0,35	8,83	0,30	0,18	0,35	8,83
215	Східна 35/10	12,6	1,18	0,71	1,38	10,94	0,71	0,42	0,82	6,54	0,99	0,59	1,15	9,16	0,84	0,50	0,98	7,76	1,05	0,63	1,22	9,72	0,63	0,38	0,73	5,80
216	Киселівка 35/10	2,5	0,87	0,52	1,01	40,52	0,64	0,38	0,74	29,68	0,56	0,33	0,65	25,91	0,44	0,27	0,52	20,73	0,77	0,46	0,90	35,81	0,57	0,34	0,66	26,38
217	Правдинно 35/10	2,5	0,53	0,32	0,61	24,50	0,39	0,24	0,46	18,37	0,38	0,23	0,45	17,90	0,27	0,16	0,32	12,72	0,47	0,28	0,55	22,14	0,35	0,21	0,41	16,49
218	Торгова 35/10	4,0	1,42	0,85	1,66	41,52	1,26	0,76	1,47	36,81	2,13	1,28	2,49	62,13	1,82	1,09	2,12	53,00	1,26	0,76	1,47	36,81	1,12	0,67	1,31	32,69
219	Г.Велетень 35/10 1Т	2,5	1,49	0,90	1,74	69,73	1,15	0,69	1,34	53,71	1,18	0,71	1,38	55,12	0,95	0,57	1,11	44,29	1,18	0,71	1,38	55,12	0,91	0,55	1,06	42,40
220	Г.Велетень 35/10 2Т	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
221	Садове 35/10	2,5	0,25	0,15	0,29	11,78	0,23	0,14	0,27	10,84	0,53	0,32	0,61	24,50	0,47	0,28	0,55	22,14	0,18	0,11	0,21	8,48	0,16	0,10	0,19	7,54
222	Батумська 35/10	2,5	0,71	0,42	0,82	32,98	0,56	0,33	0,65	25,91	0,36	0,22	0,42	16,96	0,28	0,17	0,33	13,19	0,56	0,33	0,65	25,91	0,43	0,26	0,51	20,26
223	Музиківська 35/10	2,5	0,95	0,57	1,11	44,29	0,79	0,47	0,92	36,75	0,71	0,42	0,82	32,98	0,64	0,38	0,74	29,68	0,85	0,51	0,99	39,58	0,70	0,42	0,81	32,51

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
8	ПС 150/10/10 Комунальна	заг.	64,0	5,55	3,33	6,48	10,12	6,58	3,95	7,68	12,00	8,53	5,12	9,94	15,54	10,36	6,22	12,09	18,88	9,80	5,88	11,42	17,85	12,16	7,30	14,18	22,16	4,97	2,98	5,80	9,06
	ПС 150/10/10 Комунальна	1сш10		2,21	1,33	2,58		3,10	1,86	3,61		3,86	2,31	4,50		4,57	2,74	5,33		4,91	2,95	5,73		1,03	0,62	1,20		2,89	1,74	3,37	
	ПС 150/10/10 Комунальна	3сш10		0,16	0,10	0,19		0,16	0,10	0,18		0,16	0,10	0,19		0,41	0,24	0,47		0,23	0,14	0,27		5,51	3,31	6,43		0,10	0,06	0,12	
	ПС 150/10/10 Комунальна	2сш10		1,27	0,76	1,48		0,87	0,52	1,02		1,35	0,81	1,57		1,84	1,10	2,14		1,47	0,88	1,72		4,20	2,52	4,90		0,76	0,46	0,89	
	ПС 150/10/10 Комунальна	4сш10		1,91	1,15	2,23		2,46	1,47	2,86		3,16	1,89	3,68		3,55	2,13	4,14		3,18	1,91	3,71		1,42	0,85	1,66		1,22	0,73	1,42	
9	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	заг.	50,0	9,60	5,76	11,20	22,40	8,19	4,91	9,55	19,09	8,32	4,99	9,71	19,41	4,10	2,46	4,78	9,56	5,76	3,46	6,72	13,43	4,57	2,74	5,33	10,65	6,07	3,64	7,08	14,16
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 1Т		0,75	0,45	0,87		1,77	1,06	2,06		1,35	0,81	1,57		0,92	0,55	1,07		1,34	0,80	1,56		2,10	1,26	2,45		3,42	2,05	3,99	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 1Т		0,47	0,28	0,54		0,99	0,60	1,16		1,12	0,67	1,30		1,00	0,60	1,17		1,99	1,19	2,32		0,91	0,55	1,07		1,65	0,99	1,93	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 2Т		3,58	2,15	4,18		4,96	2,98	5,79		5,29	3,17	6,17		0,93	0,56	1,08		1,29	0,77	1,50		1,27	0,76	1,48		0,99	0,60	1,16	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 2Т		0,25	0,15	0,30		0,46	0,27	0,53		0,57	0,34	0,66		1,25	0,75	1,46		1,14	0,68	1,33		0,28	0,17	0,33		0,00	0,00	0,00	
10	ПС 150/35/10 Н.Тимофіївка	заг.	80,0	17,54	10,52	20,46	25,57	21,49	12,89	25,06	31,33	20,61	12,36	24,03	30,04	5,02	3,01	5,86	7,32	6,02	3,61	7,02	8,77	3,31	1,99	3,86	4,82	4,14	2,48	4,83	6,04
	ПС 150/35/10 Н.Тимофіївка	35 1Т		9,54	5,73	11,13		12,99	7,80	15,15		13,81	8,28	16,10		4,42	2,65	5,15		5,30	3,18	6,18		2,59	1,55	3,02		3,31	1,99	3,86	
	ПС 150/35/10 Н.Тимофіївка	35 2Т		8,00	4,80	9,33		8,50	5,10	9,91		6,80	4,08	7,93		0,61	0,37	0,71		0,72	0,43	0,84		0,72	0,43	0,84		0,83	0,50	0,97	
11	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	заг.	65,0	10,49	6,29	12,23	18,81	17,83	10,70	20,80	32,00	16,72	10,03	19,50	29,99	10,64	6,38	12,41	19,09	12,47	7,48	14,54	22,36	4,83	2,90	5,63	8,67	6,90	4,14	8,05	12,38
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	35 1Т		2,49	1,49	2,90		9,82	5,89	11,45		9,65	5,79	11,26		4,67	2,80	5,45		5,24	3,14	6,11		2,31	1,39	2,70		3,15	1,89	3,67	
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	10 1Т		0,48	0,29	0,56		0,31	0,19	0,37		0,40	0,24	0,46		1,02	0,61	1,18		0,81	0,49	0,95		1,58	0,95	1,85		2,54	1,52	2,96	
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	35 2Т		5,79	3,47	6,75		5,80	3,48	6,76		4,56	2,73	5,32		1,12	0,67	1,30		1,71	1,02	1,99		0,93	0,56	1,09		1,22	0,73	1,42	
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	10 2Т		1,74	1,04	2,02		1,91	1,15	2,23		2,11	1,27	2,46		3,84	2,30	4,47		4,71	2,83	5,49		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
12	ПС 150/35/6 Микільська	заг.	32,0	2,66	1,60	3,10	9,69	4,47	2,68	5,21	16,28	5,86	3,51	6,83	21,34	6,90	4,14	8,05	25,16	6,33	3,80	7,39	23,08	6,09	3,65	7,10	22,20	5,80	3,48	6,76	21,12
	ПС 150/35/6 Микільська	35 1Т		0,55	0,33	0,64		1,99	1,19	2,32		3,17	1,90	3,69		2,65	1,59	3,09		2,81	1,69	3,28		2,81	1,69	3,28		3,42	2,05	3,99	
	ПС 150/35/6 Микільська	6 1Т		1,84	1,10	2,14		1,95	1,17	2,27		2,03	1,22	2,37		3,98	2,39	4,64		2,59	1,55	3,02		1,76	1,05	2,05		1,77	1,06	2,06	
	ПС 150/35/6 Микільська	35 2Т		0,27	0,16	0,32		0,53	0,32	0,62		0,66	0,40	0,77		0,27	0,16	0,32		0,93	0,56	1,09		1,52	0,91	1,78		0,61	0,37	0,71	
	ПС 150/35/6 Микільська	6 2Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
13	ПС 150/35/10 Нова	заг.	25,0	11,27	6,76	13,14	52,56	16,14	9,68	18,82	75,29	13,02	7,81	15,19	60,75	5,76	3,45	6,71	26,86	6,24	3,75	7,28	29,12	6,19	3,72	7,22	28,88	5,48	3,29	6,39	25,57
14	ПС 150/35/10 П.Покровська	заг.	80,0	10,71	6,43	12,49	15,61	16,03	9,62	18,69	23,36	17,42	10,45	20,31	25,39	16,39	9,84	19,12	23,90	20,05	12,03	23,38	29,22	39,04	23,42	45,53	56,91	17,09	10,26	19,93	24,92
	ПС 150/35/10 П.Покровська	35 1Т		1,65	0,99	1,93		2,15	1,29	2,51		3,04	1,82	3,54		1,98	1,19	2,31		2,54	1,52	2,96		10,18	6,11	11,87		2,76	1,66	3,22	
	ПС 150/35/10 П.Покровська	10 1Т		0,09	0,05	0,11		0,14	0,09	0,17		0,19	0,12	0,22		0,25	0,15	0,30		0,32	0,19	0,38		0,05	0,03	0,06		0,19	0,12	0,22	
	ПС 150/35/10 П.Покровська	35 2Т		8,82	5,29	10,29		13,50	8,10	15,74		13,91	8,34	16,22		13,70	8,22	15,98		16,65	9,99	19,41		28,52	17,11	33,26		13,91	8,34	16,22	
	ПС 150/35/10 П.Покровська	10 2Т		0,14	0,09	0,17		0,23	0,14	0,27		0,28	0,17	0,33		0,46	0,27	0,53		0,54	0,32	0,63		0,28	0,17	0,33		0,23	0,14	0,27	
15	ПС 150/35/10 Промбаза	заг.	50,0	9,47	5,68	11,04	22,09	13,98	8,39	16,30	32,60	12,77	7,66	14,89	29,78	17,31	10,38	20,18	40,37	16,24	9,74	18,94	37,88	17,01	10,21	19,84	39,68	12,25	7,35	14,29	28,58
	ПС 150/35/10 Промбаза	35 1Т		6,95	4,17	8,11		8,05	4,83	9,39		7,11	4,26	8,29		7,66	4,60	8,94		7,00	4,20	8,17		6,89	4,14	8,04		7,12	4,27	8,30	
	ПС 150/35/10 Промбаза	10 1Т		0,00	0,00	0,00		1,27	0,76	1,48		1,22	0,73	1,42		2,26	1,36	2,64		1,78	1,07	2,07		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
	ПС 150/35/10 Промбаза	35 2Т		1,10	0,66	1,28		1,49	0,90	1,74		1,65	0,99	1,93		4,47	2,68	5,21		4,16	2,50	4,85		1,99	1,19	2,32		2,09	1,25	2,44	
	ПС 150/35/10 Промбаза	10 2Т		1,42	0,85	1,66		3,17	1,90	3,69		2,79	1,67	3,26		2,92	1,75	3,40		3,30	1,98	3,85		8,13	4,88	9,48		3,05	1,83	3,55	
16	ПС 150/35/10 Промислова	заг.	126,0	7,35	4,41	8,57	6,80	12,88	7,73	15,02	11,92	14,19	8,51	16,55	13,13	19,79	11,88	23,08	18,32	20,82	12,49	24,28	19,27	18,06	10,83	21,06	16,71	19,35	11,61	22,56	17,91
	ПС 150/35/10 Промислова	35 1Т		5,90	3,54	6,88		9,43	5,66	11,00		10,66	6,39	12,43		14,31	8,59	16,69		15,12	9,07	17,64		11,69	7,02	13,64		13,35	8,01	15,57	
	ПС 150/35/10 Промислова	10 1Т		0,90	0,54	1,05		1,83	1,10	2,13		1,69	1,01	1,97		1,32	0,79	1,54		1,33	0,80	1,55		1,19	0,71	1,39		1,35	0,81	1,57	
	ПС 150/35/10 Промислова	35 2Т		0,39	0,23	0,45		1,22	0,73	1,42		0,83	0,50	0,97		2,84	1,71	3,31		2,99	1,80	3,49		4,47	2,68	5,21		3,86	2,31	4,50	
	ПС 150/35/10 Промислова	10 2Т		0,16	0,10	0,18		0,41	0,24	0,47		1,02	0,61	1,18		1,32	0,79	1,54		1,37	0,82	1,60		0,71	0,43	0,83		0,79	0,48	0,92	
17	ПС 150/35/10 Рубанівка	заг.	50,0	4,45	2,67	5,18	10,37	9,09	5,46	10,60	21,21	8,20	4,92	9,56	19,13	11,30	6,78	13,69	14,69	12,90	7,74	15,05	30,09	12,17	7,30	14,19	28,39	7,85	4,71	9,15	18,30
	ПС 150/35/10 Рубанівка	35 1Т</																													

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
18	ПС 150/35/10 Трифонівка	заг.	40,0	3,08	1,85	3,59	8,97	4,70	2,82	5,48	13,70	5,50	3,30	6,42	16,04	5,68	3,41	6,63	16,57	6,68	4,01	7,79	19,47	7,76	4,65	9,04	22,61	5,20	3,12	6,06	15,15
	ПС 150/35/10 Трифонівка	35 1Т		2,84	1,71	3,31		4,22	2,53	4,92		5,02	3,01	5,86		5,28	3,17	6,16		6,19	3,72	7,22		6,89	4,14	8,04		4,72	2,83	5,50	
	ПС 150/35/10 Трифонівка	10 1Т		0,23	0,14	0,27		0,48	0,29	0,56		0,48	0,29	0,56		0,41	0,24	0,47		0,49	0,29	0,57		0,86	0,52	1,01		0,48	0,29	0,56	
19	ПС 150/35/6 ХНПЗ	заг.	120,0	9,83	5,90	11,46	9,55	18,06	10,83	21,06	17,55	17,35	10,41	20,23	16,86	22,62	13,57	26,37	21,98	23,59	14,15	27,51	22,93	9,58	5,75	11,17	9,31	14,14	8,48	16,49	13,74
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	35 1Т		1,54	0,93	1,80		2,10	1,26	2,45		2,38	1,43	2,77		3,63	2,18	4,24		3,64	2,19	4,25		1,16	0,69	1,35		1,54	0,93	1,80	
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	6 1Т		1,10	0,66	1,28		1,64	0,99	1,92		1,47	0,88	1,72		3,15	1,89	3,67		2,59	1,55	3,02		0,81	0,49	0,95		1,02	0,61	1,18	
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	35 2Т		7,19	4,31	8,38		14,31	8,59	16,69		13,50	8,10	15,74		15,84	9,50	18,47		17,36	10,41	20,24		7,61	4,57	8,88		11,58	6,95	13,51	
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	6 2Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
20	ПС 150/35/10 Цюрупинська	заг.	103,0	10,59	6,35	12,35	11,99	13,67	8,20	15,94	15,47	18,38	11,03	21,43	20,81	22,69	13,61	26,46	25,69	25,40	15,24	29,62	28,76	21,38	12,83	24,93	24,20	12,41	7,45	14,48	14,06
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	35 1Т		6,17	3,70	7,20		7,34	4,40	8,56		10,96	6,58	12,78		12,38	7,43	14,44		13,81	8,28	16,10		11,00	6,60	12,83		6,73	4,04	7,85	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	10 1Т		0,35	0,21	0,40		1,38	0,83	1,61		0,57	0,34	0,66		0,66	0,40	0,77		0,95	0,57	1,11		5,43	3,26	6,33		0,98	0,59	1,15	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	35 2Т		3,91	2,34	4,56		4,74	2,84	5,53		6,69	4,01	7,80		8,43	5,06	9,83		10,15	6,09	11,84		3,37	2,02	3,93		4,35	2,61	5,08	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	10 2Т		0,16	0,10	0,19		0,21	0,12	0,24		0,16	0,10	0,18		1,22	0,73	1,42		0,49	0,29	0,57		1,57	0,94	1,83		0,35	0,21	0,40	
21	ПС 150/35/10 Чулаківська	заг.	50,0	6,92	4,15	8,07	16,15	16,21	9,72	18,90	37,80	13,52	8,11	15,77	31,54	11,65	6,99	13,59	27,18	14,21	8,53	16,57	33,15	20,48	12,29	23,89	47,78	10,49	6,29	12,23	24,46
	ПС 150/35/10 Чулаківська	35 1Т		4,13	2,48	4,82		11,17	6,70	13,02		6,97	4,18	8,13		4,62	2,77	5,39		7,71	4,63	9,00		13,60	8,16	15,86		4,96	2,98	5,79	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	10 1Т		0,31	0,19	0,37		0,48	0,29	0,56		0,63	0,38	0,74		0,46	0,27	0,53		0,61	0,37	0,71		0,40	0,24	0,46		0,56	0,33	0,65	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	35 2Т		2,48	1,49	2,89		4,41	2,64	5,14		5,84	3,50	6,81		6,50	3,90	7,58		5,79	3,47	6,75		6,49	3,89	7,56		4,96	2,98	5,79	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	10 2Т		0,00	0,00	0,00		0,16	0,10	0,18		0,08	0,05	0,09		0,08	0,05	0,09		0,10	0,06	0,12		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
22	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	заг.	131,5	16,32	9,79	19,04	14,48	31,01	10,12	32,62	24,81	28,89	8,70	30,17	22,94	52,48	15,18	54,63	41,54	51,16	15,27	53,39	40,60	16,30	9,78	19,01	14,46	16,43	9,86	19,17	14,57
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	35 1Т		8,02	4,81	9,35		16,24	5,03	17,00		16,24	5,03	17,00		23,65	5,44	24,27		23,35	5,60	24,01		7,12	2,13	7,43		7,22	2,17	7,53	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	10 1Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	35 2Т		4,96	2,98	5,79		10,96	3,18	11,41		9,21	2,39	9,51		18,37	4,41	18,89		17,36	4,34	17,89		5,48	1,64	5,72		5,51	1,65	5,75	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	10 2Т		3,34	2,00	3,89		3,81	1,90	4,26		3,44	1,27	3,67		10,46	5,33	11,74		10,46	5,33	11,74		3,71	1,11	3,87		3,71	1,11	3,87	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	353Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
23	ПС 330/150/6 Каховська	заг.	126	15,75	9,45	18,37	14,58	24,57	14,74	28,66	22,75	19,07	11,44	22,24	17,65	32,77	11,16	34,62	27,47	30,89	14,34	34,05	27,03	18,68	11,21	21,78	17,29	21,62	12,97	25,21	20,01
	ПС 330/150/6 Каховська	35 1Т		3,92	2,35	4,57		5,33	3,20	6,21		4,53	2,72	5,28		10,05	3,62	10,68		9,04	5,43	10,55		4,16	0,92	4,26		4,97	1,29	5,14	
	ПС 330/150/6 Каховська	6 1Т		4,45	2,67	5,18		5,89	3,53	6,87		3,86	2,31	4,50		8,37	3,27	8,99		7,82	1,72	8,00		3,96	1,90	4,39		4,57	2,28	5,11	
	ПС 330/150/6 Каховська	35 2Т		7,39	4,43	8,62		11,06	6,64	12,90		8,66	5,20	10,10		10,56	2,96	10,96		11,47	6,88	13,38		8,53	3,15	9,09		9,95	3,58	10,57	
	ПС 330/150/6 Каховська	6 2Т		0,00	0,00	0,00		2,29	1,38	2,68		2,03	1,22	2,37		3,79	1,33	4,01		2,56	0,31	2,58		2,03	1,08	2,30		2,13	1,15	2,42	
24	ПС 150/35/10 Генічеська	заг.	80	7,01	4,21	8,17	10,22	9,96	5,98	11,62	14,52	10,01	6,01	11,67	14,59	10,26	6,16	11,97	14,96	11,00	6,60	12,83	16,04	6,32	3,79	7,37	9,21	6,91	4,15	8,06	10,07
	ПС 150/35/10 Генічеська	35 1Т		1,93	1,16	2,25		2,50	1,50	2,92		2,82	1,69	3,29		1,75	1,05	2,04		1,80	1,08	2,10		2,28	1,37	2,66		2,44	1,46	2,85	
	ПС 150/35/10 Генічеська	10 1Т		1,59	0,95	1,85		3,22	1,93	3,76		2,83	1,70	3,30		2,70	1,62	3,15		3,05	1,83	3,56		0,52	0,31	0,61		0,58	0,35	0,68	
	ПС 150/35/10 Генічеська	35 2Т		1,03	0,62	1,20		2,04	1,22	2,38		2,47	1,48	2,88		0,86	0,52	1,00		0,99	0,59	1,15		1,58	0,95	1,84		1,75	1,05	2,04	
	ПС 150/35/10 Генічеська	10 2Т		2,46	1,48	2,87		2,20	1,32	2,57		1,89	1,13	2,20		4,95	2,97	5,77		5,16	3,10	6,02		1,94	1,16	2,26		2,14	1,28	2,50	

№ за/п.	Назва ПС 35кВ	S вст., МВА	Літо 2023р.								Зима 2023р.								Міжсезоння 2023р.								
			Р денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Кз, %	Р вечір. Макс., МВт	Q вечір. Макс., Мвар	S вечір. Макс., МВА	Кз, %	Р денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Кз, %	Р вечір. Макс., МВт	Q вечір. Макс., Мвар	S вечір. Макс., МВА	Кз, %	Р денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Кз, %	Р вечір. Макс., МВт	Q вечір. Макс., Мвар	S вечір. Макс., МВА	Кз, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
В.Лепетиські РЕМ																											
1	В.Лепетиха 35/10	12,6	1,94	1,16	2,26	17,94	2,14	1,29	2,50	19,82	3,41	2,05	3,98	31,57	3,91	2,34	4,56	36,17	1,99	1,19	2,32	18,41	2,20	1,32	2,57	20,39	
2	М.Лепетиха 35/10	8,8	0,22	0,13	0,26	2,96	0,28	0,17	0,33	3,77	0,15	0,09	0,18	2,02	0,45	0,27	0,52	5,92	0,23	0,14	0,27	3,09	0,29	0,18	0,34	3,90	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
3	Миколаївка 35/10	6,3	0,20	0,12	0,24	3,76	0,22	0,13	0,26	4,13	0,07	0,04	0,08	1,32	0,24	0,15	0,28	4,51	0,27	0,16	0,32	5,07	0,29	0,18	0,34	5,45
4	В.Рогачик 35/10	8,0	0,95	0,57	1,11	13,91	1,20	0,72	1,40	17,46	1,43	0,86	1,67	20,86	1,63	0,98	1,91	23,82	0,99	0,60	1,16	14,50	1,22	0,73	1,42	17,76
5	Ушкалка 35/10	4,3	0,23	0,14	0,27	6,33	0,27	0,16	0,32	7,43	0,33	0,20	0,39	9,08	0,33	0,20	0,39	9,08	0,24	0,15	0,28	6,61	0,28	0,17	0,33	7,71
6	Первомаївка 35/10	2,5	0,41	0,24	0,47	18,94	0,37	0,22	0,43	17,05	0,25	0,15	0,30	11,84	0,30	0,18	0,36	14,21	0,42	0,25	0,49	19,41	0,38	0,23	0,44	17,52
7	Самойлівка 35/10	2,5	0,13	0,08	0,15	6,16	0,11	0,07	0,13	5,21	0,13	0,08	0,15	6,16	0,14	0,09	0,17	6,63	0,15	0,09	0,18	7,10	0,13	0,08	0,15	6,16
Високопільські РЕМ																										
8	Н.Воронцовська 35/10	8,0	0,92	0,55	1,08	13,47	0,67	0,40	0,78	9,77	1,56	0,94	1,82	22,79	1,35	0,81	1,57	19,68	1,03	0,62	1,20	14,95	0,84	0,51	0,98	12,28
9	Погранична 35/10	4,0	0,45	0,27	0,52	13,02	0,28	0,17	0,33	8,29	0,48	0,29	0,56	13,91	0,43	0,26	0,50	12,43	0,50	0,30	0,58	14,50	0,28	0,17	0,33	8,29
10	Хрещенівська 35/10	2,5	0,16	0,10	0,19	7,58	0,13	0,08	0,15	6,16	0,16	0,10	0,19	7,58	0,11	0,07	0,13	5,21	0,18	0,11	0,21	8,52	0,16	0,10	0,19	7,58
11	Осокорівська 35/10	2,5	0,20	0,12	0,24	9,47	0,16	0,10	0,19	7,58	0,42	0,25	0,49	19,41	0,35	0,21	0,40	16,10	0,22	0,13	0,26	10,42	0,16	0,10	0,19	7,58
12	Пионер 35/10	5,0	0,28	0,17	0,33	6,63	0,19	0,12	0,22	4,50	0,31	0,19	0,37	7,34	0,22	0,13	0,26	5,21	0,31	0,19	0,37	7,34	0,24	0,15	0,28	5,68
13	З.Балка 35/10 Т-1	2,5	0,37	0,22	0,43	17,05	0,19	0,12	0,22	9,00	0,16	0,10	0,19	7,58	0,13	0,08	0,15	6,16	0,41	0,24	0,47	18,94	0,19	0,12	0,22	9,00
14	З.Балка 35/6 Т-3 (зрош.)	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Біляївська 35/10	5,0	0,13	0,08	0,15	3,08	0,11	0,07	0,13	2,60	0,22	0,13	0,26	5,21	0,19	0,12	0,22	4,50	0,14	0,09	0,17	3,31	0,13	0,08	0,15	3,08
16	Янтарна 35/10	2,5	0,33	0,20	0,39	15,63	0,27	0,16	0,32	12,78	0,23	0,14	0,27	10,89	0,19	0,12	0,22	9,00	0,21	0,13	0,25	9,94	0,27	0,16	0,32	12,78
17	Светлічна 35/10	1,6	0,16	0,10	0,19	11,84	0,20	0,12	0,24	14,80	0,31	0,19	0,37	22,94	0,30	0,18	0,36	22,20	0,17	0,10	0,20	12,58	0,20	0,12	0,24	14,80
18	Гаврилівка 35/10	2,5	0,35	0,21	0,40	16,10	0,31	0,19	0,37	14,68	0,43	0,26	0,50	19,89	0,37	0,22	0,43	17,05	0,39	0,23	0,45	17,99	0,31	0,19	0,37	14,68
19	Воскресенівська 35/10	2,5	0,25	0,15	0,30	11,84	0,17	0,10	0,20	8,05	0,23	0,14	0,27	10,89	0,17	0,10	0,20	8,05	0,25	0,15	0,30	11,84	0,17	0,10	0,20	8,05
20	Червонофлотська 35/10	2,5	0,14	0,09	0,17	6,63	0,13	0,08	0,15	6,16	0,17	0,10	0,20	8,05	0,16	0,10	0,19	7,58	0,14	0,09	0,17	6,63	0,13	0,08	0,15	6,16
21	Новодмитровская 35/10	2,5	0,28	0,17	0,33	13,26	0,27	0,16	0,32	12,78	0,30	0,18	0,35	14,10	0,35	0,21	0,40	16,10	0,28	0,17	0,33	13,26	0,27	0,16	0,32	12,78
22	Б.Криниця 35/10	6,5	0,35	0,21	0,40	6,19	0,28	0,17	0,33	5,10	0,40	0,24	0,46	7,10	0,43	0,26	0,50	7,65	0,35	0,21	0,40	6,19	0,24	0,15	0,28	4,37
23	Калининская 35/10	5,0	0,42	0,25	0,49	9,71	0,39	0,23	0,45	9,00	0,46	0,27	0,53	10,65	0,48	0,29	0,56	11,13	0,42	0,25	0,49	9,71	0,39	0,23	0,45	9,00
24	В.Олександрівська 35/10	8,0	1,94	1,16	2,26	28,26	1,63	0,98	1,91	23,82	2,34	1,41	2,73	34,18	2,49	1,49	2,90	36,25	1,94	1,16	2,26	28,26	1,42	0,85	1,66	20,72
25	Н.Кубанська 35/10	3,6	0,32	0,19	0,38	10,52	0,30	0,18	0,36	9,86	0,31	0,19	0,37	10,19	0,30	0,18	0,36	9,86	0,32	0,19	0,38	10,52	0,30	0,18	0,36	9,86
26	Борозенська 35/10	5,0	0,40	0,24	0,46	9,23	0,37	0,22	0,43	8,52	0,43	0,26	0,50	9,94	0,43	0,26	0,50	9,94	0,40	0,24	0,46	9,23	0,37	0,22	0,43	8,52
27	Колос 35/10	1,6	0,07	0,04	0,08	5,18	0,06	0,04	0,07	4,62	0,05	0,03	0,06	3,70	0,06	0,04	0,07	4,44	0,07	0,04	0,08	5,18	0,05	0,03	0,06	3,70
28	Д.Брод 35/10	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29	Вишнева 35/10	1,6	0,13	0,08	0,15	9,62	0,08	0,05	0,09	5,92	0,16	0,10	0,19	11,59	0,16	0,10	0,19	11,84	0,13	0,08	0,15	9,62	0,08	0,05	0,09	5,92
30	Високопільська 35/10	5,0	0,87	0,52	1,02	20,36	0,81	0,49	0,95	18,94	1,06	0,63	1,23	24,62	1,19	0,71	1,39	27,70	0,87	0,52	1,02	20,36	0,81	0,49	0,95	18,94
31	Архангельська 35/10	3,2	0,62	0,37	0,72	22,57	0,59	0,35	0,69	21,46	0,67	0,40	0,78	24,42	0,62	0,37	0,72	22,57	0,62	0,37	0,72	22,57	0,59	0,35	0,69	21,46
32	Вознесенівська 35/10	2,5	0,09	0,05	0,11	4,26	0,08	0,05	0,09	3,79	0,16	0,10	0,19	7,58	0,16	0,10	0,19	7,58	0,09	0,05	0,11	4,26	0,08	0,05	0,10	3,86
33	Кочубеївка 35/10	2,5	0,39	0,23	0,45	17,99	0,25	0,15	0,30	11,84	0,45	0,27	0,52	20,83	0,33	0,20	0,39	15,63	0,39	0,23	0,45	17,99	0,25	0,15	0,30	11,84
Генічеські РЕМ																										
34	Петрівка 35/10	2,5	0,45	0,27	0,52	20,83	0,46	0,27	0,53	21,31	0,95	0,57	1,11	44,51	1,08	0,65	1,25	50,19	0,63	0,38	0,73	29,36	0,64	0,38	0,75	29,83
35	Партизани 35/10	4,0	0,60	0,36	0,70	17,46	0,68	0,41	0,79	19,83	1,08	0,65	1,25	31,37	1,15	0,69	1,34	33,44	0,60	0,36	0,70	17,46	0,68	0,41	0,79	19,83
36	Н.Григорівка 35/10	4,1	0,48	0,29	0,56	13,57	0,53	0,32	0,62	15,01	0,46	0,27	0,53	12,99	0,71	0,43	0,83	20,21	0,50	0,30	0,58	14,15	0,56	0,33	0,65	15,88

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
37	Чонгар 35/10	5,0	0,48	0,29	0,56	11,13	0,53	0,32	0,62	12,31	0,82	0,49	0,96	19,18	0,67	0,40	0,78	15,63	0,48	0,29	0,56	11,13	0,53	0,32	0,62	12,31
38	Приазовська 35/10	6,5	0,64	0,38	0,75	11,47	0,67	0,40	0,78	12,02	1,05	0,63	1,22	18,76	1,19	0,71	1,39	21,31	0,67	0,40	0,78	12,02	0,70	0,42	0,82	12,57
39	Вікторівка 35/10	2,5	0,40	0,24	0,46	18,47	0,23	0,14	0,27	10,89	0,43	0,26	0,50	19,89	0,48	0,29	0,56	22,25	0,56	0,33	0,65	26,04	0,32	0,19	0,38	15,15
40	Озеряни 35/10	2,5	0,08	0,05	0,09	3,79	0,06	0,04	0,07	2,84	0,05	0,03	0,06	2,37	0,05	0,03	0,06	2,37	0,08	0,05	0,09	3,79	0,06	0,04	0,07	2,84
41	Генгірка 35/10	8,0	1,35	0,81	1,57	19,68	1,41	0,85	1,65	20,57	0,64	0,38	0,75	9,32	0,65	0,39	0,76	9,47	0,78	0,47	0,91	11,39	0,04	0,02	0,05	0,59
42	Стрілкове 35/10	10,3	1,55	0,93	1,81	17,58	1,25	0,75	1,46	14,14	0,87	0,52	1,02	9,88	0,95	0,57	1,11	10,80	0,90	0,54	1,05	10,23	0,83	0,50	0,97	9,42
43	Щасливцеве 35/10	10,0	2,03	1,22	2,37	23,68	1,75	1,05	2,04	20,36	1,16	0,69	1,35	13,49	1,29	0,77	1,50	15,03	1,18	0,71	1,37	13,73	0,15	0,09	0,18	1,78
Голопристанські РЕМ																										
44	Гопри 35/10	26,0	5,02	3,01	5,86	22,54	4,43	2,66	5,16	19,85	5,49	3,29	6,40	24,63	6,01	3,61	7,01	26,95	5,38	3,23	6,27	24,13	4,77	2,86	5,56	21,40
45	Н.Збур'ївка 35/10	2,5	1,57	0,94	1,83	73,39	1,46	0,88	1,70	68,19	1,36	0,82	1,59	63,45	1,70	1,02	1,98	79,08	2,62	1,57	3,05	122,17	1,57	0,94	1,83	73,39
46	Кардашинка 35/10	4,0	0,67	0,40	0,78	19,53	0,67	0,40	0,78	19,53	0,51	0,30	0,59	14,80	0,59	0,35	0,69	17,16	1,12	0,67	1,30	32,55	0,72	0,43	0,84	21,01
47	Гладківська 35/10	2,5	1,21	0,72	1,41	56,35	1,18	0,71	1,37	54,93	0,99	0,60	1,16	46,40	1,33	0,80	1,55	62,03	0,78	0,47	0,91	36,46	0,97	0,58	1,14	45,46
48	Геройська 35/10	2,5	0,68	0,41	0,79	31,73	0,56	0,33	0,65	26,04	0,70	0,42	0,82	32,67	0,79	0,48	0,92	36,93	0,84	0,51	0,98	39,30	0,67	0,40	0,78	31,25
49	Долматівка 35/10	6,5	1,40	0,84	1,63	25,13	1,35	0,81	1,57	24,22	1,65	0,99	1,93	29,69	1,75	1,05	2,04	31,32	0,56	0,33	0,65	10,02	0,67	0,40	0,78	12,02
50	М.Копані 35/10	2,5	0,79	0,48	0,92	36,93	0,71	0,43	0,83	33,15	0,74	0,44	0,86	34,57	0,74	0,44	0,86	34,57	0,53	0,32	0,62	24,62	0,59	0,35	0,69	27,46
51	Рад.Азербайджан 35/10	2,5	0,81	0,49	0,95	37,88	0,90	0,54	1,05	42,14	0,87	0,52	1,02	40,72	1,04	0,62	1,21	48,30	0,32	0,19	0,38	15,15	0,45	0,27	0,52	20,83
52	Комінтерн 35/10	9,6	1,30	0,78	1,52	15,78	1,35	0,81	1,57	16,40	1,35	0,81	1,57	16,40	1,50	0,90	1,75	18,25	1,62	0,97	1,89	19,73	1,69	1,01	1,97	20,47
53	В.Дружинка 35/10	2,5	0,93	0,56	1,09	43,56	0,76	0,46	0,89	35,51	0,79	0,48	0,92	36,93	0,90	0,54	1,05	42,14	1,17	0,70	1,36	54,45	0,91	0,55	1,07	42,62
54	Бехтери 35/10	5,0	1,75	1,05	2,04	40,72	1,87	1,12	2,18	43,56	1,66	1,00	1,94	38,83	2,09	1,25	2,44	48,77	1,31	0,79	1,53	30,54	1,40	0,84	1,63	32,67
55	З.Порт 35/10	20,0	6,60	3,96	7,69	38,47	6,80	4,08	7,93	39,66	2,37	1,42	2,76	13,79	2,73	1,64	3,18	15,92	4,87	2,92	5,68	28,41	5,10	3,06	5,94	29,71
56	Пам'ятна 35/10	2,5	0,42	0,25	0,49	19,41	0,56	0,33	0,65	26,04	0,59	0,35	0,69	27,46	0,64	0,38	0,75	29,83	0,52	0,31	0,60	24,15	0,67	0,40	0,78	31,25
57	Б.Острів 35/10	4,0	1,83	1,10	2,13	53,27	1,72	1,03	2,00	50,01	1,55	0,93	1,81	45,28	1,70	1,02	1,98	49,42	1,60	0,96	1,87	46,76	1,50	0,90	1,75	43,80
58	Більшовик 35/10	4,0	1,15	0,69	1,34	33,44	1,07	0,64	1,24	31,07	0,56	0,33	0,65	16,28	0,81	0,49	0,95	23,68	0,85	0,51	0,99	24,86	0,79	0,48	0,92	23,08
Іванівські РЕМ																										
59	Іванівка 35/10	6,5	1,27	0,76	1,48	22,76	1,54	0,93	1,80	27,68	1,86	1,11	2,17	33,33	2,00	1,20	2,33	35,88	1,35	0,81	1,57	24,22	1,54	0,93	1,80	27,68
60	Благодатна 35/10	5,0	0,46	0,27	0,53	10,65	0,46	0,27	0,53	10,65	0,30	0,18	0,36	7,10	0,43	0,26	0,50	9,94	1,36	0,82	1,59	31,73	0,46	0,27	0,53	10,65
61	Дружбівка 35/10	4,0	0,43	0,26	0,50	12,43	0,45	0,27	0,52	13,02	0,39	0,23	0,45	11,25	0,43	0,26	0,50	12,43	0,46	0,27	0,53	13,32	0,45	0,27	0,52	13,02
62	Фрунзе 35/10	4,0	0,30	0,18	0,36	8,88	0,31	0,19	0,37	9,17	0,42	0,25	0,49	12,13	0,51	0,30	0,59	14,80	0,32	0,19	0,38	9,47	0,31	0,19	0,37	9,17
63	Н.Сірогози 35/10	6,5	1,46	0,88	1,70	26,23	1,49	0,90	1,74	26,77	1,13	0,68	1,31	20,22	1,10	0,66	1,28	19,67	1,63	0,98	1,91	29,32	1,77	1,06	2,06	31,69
64	Трофимівка 35/10	2,5	0,19	0,12	0,22	9,00	0,22	0,13	0,26	10,42	0,19	0,12	0,22	9,00	0,25	0,15	0,30	11,84	0,20	0,12	0,24	9,47	0,22	0,13	0,26	10,42
65	Першопокровка 35/10	5,0	0,62	0,37	0,72	14,44	0,81	0,49	0,95	18,94	0,82	0,49	0,96	19,18	1,05	0,63	1,22	24,39	0,69	0,41	0,80	16,10	0,96	0,58	1,12	22,49
66	Верби 35/10	4,1	0,56	0,33	0,65	15,88	0,60	0,36	0,70	17,19	0,87	0,52	1,02	24,83	0,93	0,56	1,09	26,56	0,63	0,38	0,73	17,90	0,72	0,43	0,84	20,50
67	Степна 35/10	4,1	0,46	0,28	0,54	13,12	0,65	0,39	0,76	18,48	0,62	0,37	0,72	17,61	0,84	0,51	0,98	23,96	0,49	0,29	0,57	13,86	0,65	0,39	0,76	18,48
68	КХП 35/10	2,5	0,11	0,07	0,13	5,21	0,10	0,06	0,12	4,74	0,14	0,09	0,17	6,63	0,16	0,10	0,19	7,58	0,12	0,07	0,14	5,68	0,12	0,07	0,14	5,68
Каховські РЕМ																										
69	Каховка 35/6	25,0	4,60	2,76	5,36	21,45	4,18	2,51	4,88	19,51	1,54	0,93	1,80	7,20	1,57	0,94	1,83	7,34	3,81	2,28	4,44	17,76	4,18	2,51	4,88	19,51

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
70	Каховка 35/10	12,6	1,21	0,72	1,41	11,18	0,81	0,49	0,95	7,52	12,07	7,24	14,08	111,71	12,31	7,39	14,36	113,96	1,00	0,60	1,17	9,30	0,81	0,49	0,95	7,52
71	Коробки 35/10 1Т	2,5	0,48	0,29	0,56	22,25	0,57	0,34	0,66	26,52	0,53	0,32	0,62	24,62	0,48	0,29	0,56	22,25	0,35	0,21	0,41	16,32	0,21	0,13	0,25	9,94
72	Коробки 35/10 2Т	1,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
73	Ч.Перекоп 35/10	4,1	0,46	0,27	0,53	12,99	0,45	0,27	0,52	12,70	0,68	0,41	0,79	19,34	0,60	0,36	0,70	17,03	0,18	0,11	0,21	5,20	0,22	0,13	0,26	6,35
74	Тавричанка 35/10	5,0	0,53	0,32	0,62	12,31	0,53	0,32	0,62	12,31	0,73	0,44	0,85	17,05	0,84	0,51	0,98	19,65	0,38	0,23	0,44	8,76	0,26	0,16	0,31	6,16
75	Чорнянка 35/10	8,0	0,48	0,29	0,56	6,95	0,57	0,34	0,66	8,29	0,65	0,39	0,76	9,47	0,70	0,42	0,82	10,21	0,39	0,23	0,45	5,62	0,45	0,27	0,52	6,51
76	Ретранслятор 35/10	6,3	0,19	0,12	0,22	3,57	0,31	0,19	0,37	5,82	0,46	0,27	0,53	8,46	0,51	0,30	0,59	9,40	0,29	0,18	0,34	5,45	0,31	0,19	0,37	5,82
77	ПС 35/10 «НС-5МК» (Насосна станція-5 магістральний канал)	2,5	0,03	0,02	0,04	1,42	0,03	0,02	0,04	1,42	0,16	0,10	0,19	7,58	0,17	0,10	0,20	8,05	0,01	0,01	0,01	0,47	0,01	0,01	0,01	0,47
78	Заозерная 35/10	2,5	0,11	0,07	0,13	5,21	0,08	0,05	0,09	3,79	0,25	0,15	0,30	11,84	0,22	0,13	0,26	10,42	0,07	0,04	0,08	3,31	0,07	0,04	0,08	3,31
79	НС-6по Р-1-1 35/10 (насосна станція -6 по рукаву -1-1)	1,6	0,06	0,04	0,07	4,44	0,08	0,05	0,09	5,80	0,08	0,05	0,09	5,92	0,17	0,10	0,20	12,58	0,01	0,01	0,01	0,74	0,02	0,01	0,02	1,48
80	ПС 35/10 «НС-3МК» (Насосна станція- зрошувальний магістральний канал)	1,8	0,06	0,04	0,07	3,95	0,03	0,02	0,04	1,97	0,06	0,04	0,07	3,95	0,08	0,05	0,09	5,26	0,02	0,01	0,02	1,32	0,01	0,01	0,01	0,66
81	Р.Люксембург 35/10	2,5	0,14	0,09	0,17	6,63	0,16	0,10	0,19	7,58	0,17	0,10	0,20	8,05	0,56	0,33	0,65	26,04	0,06	0,04	0,07	2,84	0,08	0,05	0,09	3,79
82	Краса Херсонщини 35/10	4,0	0,39	0,23	0,45	11,25	0,37	0,22	0,43	10,65	0,64	0,38	0,75	18,64	0,67	0,40	0,78	19,53	0,13	0,08	0,15	3,85	0,12	0,07	0,14	3,55
83	Каменка 35/10	2,5	0,43	0,26	0,50	19,89	0,37	0,22	0,43	17,05	0,54	0,32	0,63	25,10	0,30	0,18	0,36	14,21	0,35	0,21	0,40	16,10	0,29	0,18	0,34	13,73
84	Любимівка 35/10 1Т	4,0	0,90	0,54	1,05	26,34	0,95	0,57	1,11	27,82	1,43	0,86	1,67	41,73	1,43	0,86	1,67	41,73	0,29	0,18	0,34	8,58	0,36	0,21	0,41	10,36
85	Любимівка 35/10 2Т	4,0	0,54	0,32	0,63	15,68	0,35	0,21	0,40	10,06	0,40	0,24	0,46	11,54	0,43	0,26	0,50	12,43	0,18	0,11	0,21	5,33	0,17	0,10	0,20	5,03
86	Чорноморівка 35/10	2,5	0,51	0,30	0,59	23,68	0,42	0,25	0,49	19,41	0,89	0,54	1,04	41,67	0,89	0,54	1,04	41,67	0,10	0,06	0,12	4,74	0,09	0,05	0,11	4,26
87	Богданівка 35/10	2,5	0,17	0,10	0,20	8,05	0,25	0,15	0,30	11,84	0,22	0,13	0,26	10,42	0,27	0,16	0,32	12,78	0,04	0,02	0,05	1,89	0,06	0,04	0,07	2,84
88	Горностаївка 35/10	6,5	1,02	0,61	1,18	18,21	0,82	0,49	0,96	14,75	2,31	1,39	2,70	41,52	2,12	1,27	2,47	38,06	1,02	0,61	1,18	18,21	0,84	0,51	0,98	15,12
89	Каїри 35/10	2,5	0,46	0,27	0,53	21,31	0,22	0,13	0,26	10,42	0,71	0,43	0,83	33,15	0,68	0,41	0,79	31,73	0,69	0,41	0,80	32,20	0,22	0,13	0,26	10,42
90	Ольгіно 35/10	2,5	0,22	0,13	0,26	10,42	0,14	0,09	0,17	6,63	0,33	0,20	0,39	15,63	0,68	0,41	0,79	31,73	0,22	0,13	0,26	10,42	0,15	0,09	0,18	7,10
91	Б.Благовіщенка 35/10	4,3	0,54	0,32	0,63	14,59	0,46	0,27	0,53	12,39	0,22	0,13	0,26	6,06	0,16	0,10	0,19	4,40	0,70	0,42	0,82	19,00	0,60	0,36	0,70	16,24
92	Константинівка 35/10	5,0	0,56	0,33	0,65	13,02	0,48	0,29	0,56	11,13	0,62	0,37	0,72	14,44	0,64	0,38	0,75	14,92	0,18	0,11	0,21	4,26	0,24	0,15	0,28	5,68
Н.Каховські РЕМ																										
93	Качкарівська 35/10	2,5	0,45	0,27	0,52	20,83	0,40	0,24	0,46	18,47	0,48	0,29	0,56	22,25	0,56	0,33	0,65	26,04	0,45	0,27	0,52	20,83	0,40	0,24	0,46	18,47
94	Софіївка 35/6 (зрош.)	4,0	0,05	0,03	0,06	1,48	0,05	0,03	0,06	1,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,03	0,06	1,48	0,05	0,03	0,06	1,48
95	Космос 35/6 (зрош.)	8,0	0,02	0,01	0,02	0,30	0,02	0,01	0,02	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,01	0,02	0,30	0,02	0,01	0,02	0,30
96	Н.Каїрська 35/10	1,0	0,22	0,13	0,26	26,04	0,19	0,12	0,22	22,49	0,19	0,12	0,22	22,49	0,20	0,12	0,24	23,68	0,22	0,13	0,26	26,04	0,19	0,12	0,22	22,49
97	Суханівська 35/10 (зрош.)	1,6	0,08	0,05	0,09	5,92	0,05	0,03	0,06	3,70	0,06	0,04	0,07	4,44	0,08	0,05	0,09	5,92	0,08	0,05	0,09	5,92	0,05	0,03	0,06	3,70
98	Н.Райська 35/10	5,0	0,64	0,38	0,75	14,92	0,56	0,33	0,65	13,02	0,71	0,43	0,83	16,57	0,87	0,52	1,02	20,36	0,64	0,38	0,75	14,92	0,56	0,33	0,65	13,02
99	Зоря 35/10	11,2	2,16	1,30	2,52	22,51	2,14	1,29	2,50	22,30	3,57	2,14	4,17	37,20	3,89	2,33	4,53	40,48	1,82	1,09	2,12	18,92	1,93	1,16	2,25	20,08

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
100	Високівська 35/10	6,5	0,14	0,09	0,17	2,55	0,33	0,20	0,39	6,01	0,31	0,19	0,37	5,65	0,31	0,19	0,37	5,65	0,11	0,07	0,13	2,00	0,26	0,16	0,31	4,74
101	Зміївка 35/10	5,0	0,67	0,40	0,78	15,63	0,67	0,40	0,78	15,63	0,76	0,46	0,89	17,76	0,82	0,49	0,96	19,18	0,84	0,51	0,98	19,65	0,17	0,10	0,20	4,02
102	Львівська 35/10/6	5,0	0,53	0,32	0,62	12,31	0,39	0,23	0,45	9,00	0,64	0,38	0,75	14,92	0,73	0,44	0,85	17,05	0,43	0,26	0,50	9,94	0,30	0,18	0,36	7,10
103	Тягинська 35/10	1,6	0,40	0,24	0,46	28,85	0,39	0,23	0,45	28,11	0,53	0,32	0,62	38,47	0,56	0,33	0,65	40,69	0,31	0,19	0,37	22,94	0,30	0,18	0,36	22,20
104	Раківська 35/10	2,5	0,19	0,12	0,22	9,00	0,13	0,08	0,15	6,16	0,13	0,08	0,15	6,16	0,13	0,08	0,15	6,16	0,05	0,03	0,06	2,37	0,03	0,02	0,04	1,42
105	Кіровська 35/10	5,0	0,27	0,16	0,32	6,39	1,38	0,83	1,61	32,20	0,19	0,12	0,22	4,50	0,19	0,12	0,22	4,50	0,36	0,21	0,41	8,29	2,07	1,24	2,41	48,30
106	Козацька 35/10	5,0	1,22	0,73	1,42	28,41	1,22	0,73	1,42	28,41	1,33	0,80	1,55	31,01	1,44	0,86	1,68	33,62	1,03	0,62	1,20	23,91	1,10	0,66	1,28	25,57
107	Ч.Маяк 35/10	2,5	0,37	0,22	0,43	17,05	0,30	0,18	0,36	14,21	0,42	0,25	0,49	19,41	0,51	0,30	0,59	23,68	0,46	0,27	0,53	21,31	0,08	0,05	0,09	3,79
108	Костирка 35/10	1,8	0,19	0,12	0,22	12,50	0,11	0,07	0,13	7,23	0,09	0,05	0,11	5,92	0,09	0,05	0,11	5,92	0,24	0,15	0,28	15,78	0,03	0,02	0,04	1,97
109	Заріченська 35/10	2,5	0,51	0,30	0,59	23,68	0,45	0,27	0,52	20,83	0,49	0,29	0,57	22,73	0,40	0,24	0,46	18,47	0,41	0,24	0,47	18,94	0,36	0,21	0,41	16,57
110	Порт 35/10	12,6	0,99	0,60	1,16	9,21	1,19	0,71	1,39	10,99	1,19	0,71	1,39	10,99	1,49	0,90	1,74	13,81	0,79	0,48	0,92	7,33	0,95	0,57	1,11	8,83
111	Дніпряни 35/10	2,5	1,40	0,84	1,63	65,34	1,02	0,61	1,18	47,35	0,81	0,49	0,95	37,88	0,02	0,01	0,02	0,95	1,12	0,67	1,30	52,09	0,81	0,49	0,95	37,88
112	Щорса 35/10 1Т	16,0	5,38	3,23	6,27	39,21	5,17	3,10	6,03	37,66	6,62	3,97	7,72	48,24	7,25	4,35	8,45	52,83	4,27	2,56	4,98	31,15	4,13	2,48	4,82	30,11
113	Щорса 35/10/6 2Т,3Т	20,0	1,54	0,93	1,80	9,00	0,80	0,48	0,94	4,68	2,06	1,24	2,40	12,02	2,38	1,43	2,77	13,85	1,23	0,74	1,43	7,16	0,64	0,38	0,75	3,73
114	Основа 35/10	12,6	1,98	1,19	2,31	18,32	1,87	1,12	2,18	17,29	1,87	1,12	2,18	17,29	2,43	1,46	2,83	22,45	1,58	0,95	1,85	14,66	1,49	0,90	1,74	13,81
115	Таврійська 35/10	5,6	0,14	0,09	0,17	2,96	0,09	0,05	0,11	1,90	0,68	0,41	0,79	14,16	0,79	0,48	0,92	16,49	0,11	0,07	0,13	2,33	0,07	0,04	0,08	1,48
Новотроїцькі РЕМ																										
116	Громівка 35/10	6,5	0,81	0,49	0,95	14,57	0,84	0,51	0,98	15,12	1,04	0,62	1,21	18,58	0,81	0,49	0,95	14,57	0,41	0,24	0,47	7,28	1,39	0,83	1,62	24,95
117	Василівка 35/10	2,5	0,41	0,24	0,47	18,94	0,45	0,27	0,52	20,83	0,14	0,09	0,17	6,63	0,17	0,10	0,20	8,05	0,20	0,12	0,24	9,47	0,59	0,35	0,69	27,46
118	Н.Михайлівка 35/10	2,5	0,30	0,18	0,36	14,21	0,33	0,20	0,39	15,63	0,39	0,23	0,45	17,99	0,43	0,26	0,50	19,89	0,08	0,05	0,09	3,79	0,23	0,14	0,27	10,89
119	Отрадівка 35/10	1,6	0,25	0,15	0,30	18,50	0,31	0,19	0,37	22,94	0,56	0,33	0,65	40,69	0,67	0,40	0,78	48,83	0,25	0,15	0,30	18,50	0,31	0,19	0,37	22,94
120	Подове 35/10	5,0	0,42	0,25	0,49	9,71	0,48	0,29	0,56	11,13	0,53	0,32	0,62	12,31	0,56	0,33	0,65	13,02	0,10	0,06	0,12	2,37	0,11	0,07	0,13	2,60
121	Попелак 35/10	2,5	0,22	0,13	0,26	10,42	0,25	0,15	0,30	11,84	0,25	0,15	0,30	11,84	0,23	0,14	0,27	10,89	0,06	0,04	0,07	2,84	0,01	0,01	0,01	0,47
122	Сиваши 35/10	6,5	0,74	0,44	0,86	13,29	0,71	0,43	0,83	12,75	0,98	0,59	1,15	17,67	1,61	0,97	1,88	28,96	0,74	0,44	0,86	13,29	0,71	0,43	0,83	12,75
123	Федорівка 35/10	5,0	0,27	0,16	0,32	6,39	0,35	0,21	0,40	8,05	0,31	0,19	0,37	7,34	0,35	0,21	0,40	8,05	0,36	0,21	0,41	8,29	0,69	0,41	0,80	16,10
124	Чкалове 35/10	6,5	0,81	0,49	0,95	14,57	0,87	0,52	1,02	15,66	1,33	0,80	1,55	23,86	1,36	0,82	1,59	24,40	1,08	0,65	1,25	19,30	1,75	1,05	2,04	31,32
Скадовські РЕМ																										
125	Скадовська 35/10	20,0	4,25	2,55	4,96	24,80	4,06	2,44	4,74	23,68	6,49	3,89	7,56	37,82	6,87	4,12	8,01	40,07	4,08	2,45	4,76	23,79	3,90	2,34	4,55	22,73
126	Приморська 35/10	6,5	0,31	0,19	0,37	5,65	0,27	0,16	0,32	4,92	0,31	0,19	0,37	5,65	0,27	0,16	0,32	4,92	0,29	0,18	0,34	5,28	0,25	0,15	0,30	4,55
127	Грушівка 35/10	4,1	0,22	0,13	0,26	6,35	0,17	0,10	0,20	4,91	0,33	0,20	0,39	9,53	0,37	0,22	0,43	10,39	0,21	0,13	0,25	6,06	0,16	0,10	0,19	4,62
128	Таврія 35/10	6,5	0,27	0,16	0,32	4,92	0,22	0,13	0,26	4,01	0,25	0,15	0,30	4,55	0,33	0,20	0,39	6,01	0,25	0,15	0,30	4,55	0,21	0,13	0,25	3,82
129	Н.Миколаївка 35/10	6,5	0,31	0,19	0,37	5,65	0,25	0,15	0,30	4,55	0,42	0,25	0,49	7,47	0,40	0,24	0,46	7,10	0,22	0,13	0,26	4,01	0,18	0,11	0,21	3,28
130	Красна 35/10	8,0	0,62	0,37	0,72	9,03	0,65	0,39	0,76	9,47	0,48	0,29	0,56	6,95	0,62	0,37	0,72	9,03	0,44	0,26	0,51	6,36	0,47	0,28	0,54	6,81
131	Н.Російська 35/10	5,0	0,30	0,18	0,36	7,10	0,23	0,14	0,27	5,45	0,36	0,21	0,41	8,29	0,62	0,37	0,72	14,44	0,22	0,13	0,26	5,21	0,17	0,10	0,20	4,02
132	Молодіжна 35/10	10,3	1,70	1,02	1,98	19,19	1,38	0,83	1,61	15,63	1,40	0,84	1,63	15,86	1,38	0,83	1,61	15,63	1,22	0,73	1,42	13,79	0,99	0,60	1,16	11,26
133	Михайлівка 35/10	2,5	0,27	0,16	0,32	12,78	0,23	0,14	0,27	10,89	0,33	0,20	0,39	15,63	0,35	0,21	0,40	16,10	0,19	0,12	0,22	9,00	0,17	0,10	0,20	8,05
134	Птахівка 35/10	2,5	0,37	0,22	0,43	17,05	0,30	0,18	0,36	14,21	0,42	0,25	0,49	19,41	0,48	0,29	0,56	22,25	0,46	0,27	0,53	21,31	0,42	0,25	0,49	19,41

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
135	Берегова 35/10	5,0	0,23	0,14	0,27	5,45	0,22	0,13	0,26	5,21	0,23	0,14	0,27	5,45	0,23	0,14	0,27	5,45	0,22	0,13	0,26	5,21	0,21	0,13	0,25	4,97
136	Морська 35/10	6,5	0,01	0,01	0,01	0,18	0,01	0,01	0,01	0,18	0,03	0,02	0,04	0,55	0,03	0,02	0,04	0,55	0,01	0,01	0,02	0,27	0,01	0,01	0,01	0,18
137	Широка 35/10	2,5	0,49	0,29	0,57	22,73	0,49	0,29	0,57	22,73	0,48	0,29	0,56	22,25	0,49	0,29	0,57	22,73	0,73	0,44	0,85	34,09	0,49	0,29	0,57	22,73
Олешківські РЕМ																										
138	Лісна 35/10	10,3	2,74	1,64	3,20	31,03	2,65	1,59	3,09	30,00	2,93	1,76	3,42	33,21	4,52	2,71	5,27	51,14	2,41	1,44	2,81	27,24	2,32	1,39	2,71	26,32
139	Б.Копані 35/10	6,5	1,87	1,12	2,18	33,51	1,50	0,90	1,75	26,95	1,46	0,88	1,70	26,23	1,50	0,90	1,75	26,95	1,40	0,84	1,63	25,13	1,13	0,68	1,31	20,22
140	Подокалинівка 35/10	1,6	0,60	0,36	0,70	43,65	0,49	0,29	0,57	35,51	0,48	0,29	0,56	34,77	0,54	0,32	0,63	39,21	0,49	0,29	0,57	35,51	0,66	0,40	0,77	48,09
141	Тарасівка 35/10	3,5	0,87	0,52	1,02	29,09	0,57	0,34	0,66	18,94	0,48	0,29	0,56	15,90	0,60	0,36	0,70	19,95	0,72	0,43	0,84	24,01	0,77	0,46	0,90	25,70
142	Брилівка 35/10	8,0	0,49	0,29	0,57	7,10	0,70	0,42	0,82	10,21	0,87	0,52	1,02	12,73	0,99	0,60	1,16	14,50	0,41	0,24	0,47	5,92	0,94	0,57	1,10	13,76
143	Н.Маячка 35/10	8,0	1,60	0,96	1,87	23,38	1,78	1,07	2,07	25,89	1,77	1,06	2,06	25,75	2,06	1,24	2,40	30,04	1,31	0,79	1,53	19,09	2,42	1,45	2,82	35,22
144	Ст.Маячка 35/10	2,5	0,82	0,49	0,96	38,35	0,64	0,38	0,75	29,83	0,35	0,21	0,40	16,10	0,64	0,38	0,75	29,83	0,67	0,40	0,78	31,25	0,86	0,52	1,01	40,25
145	Костогризівка 35/10	3,2	0,48	0,29	0,56	17,39	0,20	0,12	0,24	7,40	0,31	0,19	0,37	11,47	0,27	0,16	0,32	9,99	0,31	0,19	0,37	11,47	0,17	0,10	0,20	6,29
146	К.Лагері 35/10	5,0	1,54	0,93	1,80	35,99	0,67	0,40	0,78	15,63	0,96	0,58	1,12	22,49	1,27	0,76	1,48	29,59	2,44	1,46	2,84	56,82	1,06	0,63	1,23	24,62
147	Раденська 35/10	2,5	0,95	0,57	1,11	44,51	0,87	0,52	1,02	40,72	1,07	0,64	1,24	49,72	1,05	0,63	1,22	48,77	0,72	0,43	0,84	33,62	0,66	0,40	0,77	30,78
Чаплинські РЕМ																										
148	Чаплинка 35/10	15,9	2,09	1,25	2,44	15,34	2,33	1,40	2,72	17,12	2,92	1,75	3,41	21,44	3,58	2,15	4,18	26,28	2,61	1,57	3,04	19,13	3,22	1,93	3,75	23,60
149	Григорівка 35/10	5,0	0,79	0,48	0,92	18,47	0,73	0,44	0,85	17,05	0,71	0,43	0,83	16,57	0,92	0,55	1,08	21,54	0,76	0,46	0,89	17,76	0,71	0,43	0,83	16,57
150	Асканія Нова 35/10	8,0	0,73	0,44	0,85	10,65	0,81	0,49	0,95	11,84	0,92	0,55	1,08	13,47	1,04	0,62	1,21	15,09	0,53	0,32	0,62	7,69	0,41	0,24	0,47	5,92
151	К.Володимирівка 35/10	8,0	1,29	0,77	1,50	18,79	0,81	0,49	0,95	11,84	0,40	0,24	0,46	5,77	0,52	0,31	0,60	7,55	0,43	0,26	0,50	6,21	0,26	0,16	0,31	3,85
152	Шевченко 35/10	1,8	0,43	0,26	0,50	27,62	0,39	0,23	0,45	24,99	0,39	0,23	0,45	24,99	0,46	0,27	0,53	29,59	0,37	0,22	0,43	23,68	0,19	0,12	0,22	12,50
153	Балтазарівка 35/10	2,5	0,39	0,23	0,45	17,99	0,27	0,16	0,32	12,78	0,37	0,22	0,43	17,05	0,46	0,27	0,53	21,31	0,48	0,29	0,56	22,25	0,38	0,23	0,44	17,52
154	Хрестівка 35/10	2,5	0,96	0,58	1,12	44,98	0,67	0,40	0,78	31,25	0,54	0,32	0,63	25,10	0,30	0,18	0,36	14,21	0,83	0,50	0,97	38,83	0,33	0,20	0,39	15,63
155	Хлібодарівка 35/10	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
156	Строганівка 35/10	2,5	0,37	0,22	0,43	17,05	0,33	0,20	0,39	15,63	0,35	0,21	0,40	16,10	0,53	0,32	0,62	24,62	0,32	0,19	0,38	15,15	0,29	0,18	0,34	13,73
157	Маркєєво 35/10	1,6	0,05	0,03	0,06	3,70	0,06	0,04	0,07	4,44	0,06	0,04	0,07	4,44	0,08	0,05	0,09	5,92	0,07	0,04	0,08	5,18	0,12	0,07	0,14	8,88
158	Каланчак 35/10	12,6	1,91	1,15	2,23	17,66	1,87	1,12	2,18	17,29	2,64	1,58	3,08	24,43	3,08	1,85	3,59	28,47	1,60	0,96	1,87	14,84	0,31	0,19	0,37	2,91
159	Привілля 35/10	2,5	1,07	0,64	1,24	49,72	0,76	0,46	0,89	35,51	0,48	0,29	0,56	22,25	0,00	0,00	0,00	0,00	1,32	0,79	1,54	61,56	1,27	0,76	1,48	59,19
160	Ключева 35/10	2,5	0,42	0,25	0,49	19,41	0,45	0,27	0,52	20,83	0,64	0,38	0,75	29,83	0,79	0,48	0,92	36,93	0,52	0,31	0,60	24,15	0,74	0,44	0,86	34,57
161	Н.Київка 35/10	1,8	0,25	0,15	0,30	16,44	0,22	0,13	0,26	14,47	0,23	0,14	0,27	15,13	0,27	0,16	0,32	17,52	0,31	0,19	0,37	20,39	0,30	0,18	0,36	19,73
162	Ч.Чабан 35/10	2,5	0,23	0,14	0,27	10,89	0,25	0,15	0,30	11,84	0,32	0,19	0,38	15,15	0,28	0,17	0,33	13,26	0,28	0,17	0,33	13,26	0,43	0,26	0,50	19,89
163	Мирна 35/10	8,1	0,37	0,22	0,43	5,26	0,37	0,22	0,43	5,26	0,27	0,16	0,32	3,95	0,53	0,32	0,62	7,60	0,30	0,18	0,36	4,38	0,06	0,04	0,07	0,88
Херсонські РЕМ																										
164	Комсомольська 35/6 1Т	16,0	6,06	3,64	7,07	44,17	5,60	3,36	6,53	40,84	9,02	5,41	10,52	65,77	9,17	5,50	10,69	66,81	4,66	2,80	5,43	33,96	4,31	2,59	5,03	31,44
165	Комсомольська 35/6 2Т	16,0	4,70	2,82	5,48	34,26	4,30	2,58	5,02	31,37	7,95	4,77	9,27	57,93	7,29	4,37	8,50	53,12	3,62	2,17	4,23	26,41	3,31	1,99	3,86	24,12
166	Бетонверф 35/6 1Т	6,3	0,29	0,18	0,34	5,45	0,23	0,14	0,27	4,32	1,13	0,68	1,31	20,86	0,86	0,52	1,01	15,97	0,29	0,18	0,34	5,45	0,20	0,12	0,24	3,76
167	Бетонверф 35/6 2Т	6,3	0,48	0,29	0,56	8,83	0,21	0,13	0,25	3,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,48	0,29	0,56	8,83	0,18	0,11	0,21	3,38

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
168	Кіндійська 35/6	20,0	3,69	2,22	4,31	21,54	3,06	1,83	3,56	17,82	2,69	1,61	3,14	15,68	2,74	1,64	3,20	15,98	2,59	1,55	3,02	15,09	2,13	1,28	2,49	12,43
169	Консервна 35/6 1Т	7,5	1,89	1,13	2,20	29,36	1,46	0,88	1,70	22,73	2,98	1,79	3,48	46,38	2,87	1,72	3,35	44,67	1,45	0,87	1,69	22,57	1,13	0,68	1,31	17,52
170	Консервна 35/6 2Т	10,0	0,81	0,49	0,95	9,47	0,56	0,33	0,65	6,51	4,01	2,41	4,68	46,76	4,47	2,68	5,21	52,09	2,52	1,51	2,94	29,36	1,74	1,04	2,02	20,24
171	Оч.Спорудт 35/6 1Т	10,0	0,65	0,39	0,76	7,58	0,85	0,51	0,99	9,94	0,48	0,29	0,56	5,56	0,55	0,33	0,64	6,39	0,52	0,31	0,60	6,04	0,67	0,40	0,78	7,81
172	Оч.Споруди 35/6 2Т	10,0	1,48	0,89	1,73	17,28	1,93	1,16	2,25	22,49	2,90	1,74	3,39	33,86	3,24	1,94	3,78	37,76	0,96	0,58	1,12	11,25	1,26	0,76	1,47	14,68
173	Текстильна 35/6 1Т	16,0	6,45	3,87	7,52	46,98	6,77	4,06	7,90	49,35	6,25	3,75	7,29	45,58	6,23	3,74	7,27	45,43	4,95	2,97	5,78	36,11	5,21	3,12	6,07	37,95
174	Текстильна 35/6 2Т	16,0	3,37	2,02	3,93	24,56	3,59	2,16	4,19	26,19	5,71	3,43	6,66	41,65	5,32	3,19	6,20	38,77	2,60	1,56	3,03	18,94	2,77	1,66	3,23	20,20
175	Дзержинська 35/6 1Т	16,0	1,51	0,91	1,76	11,02	1,40	0,84	1,63	10,21	1,63	0,98	1,91	11,91	1,63	0,98	1,91	11,91	1,15	0,69	1,34	8,36	1,06	0,63	1,23	7,69
176	Дзержинська 35/6 2Т	16,0	1,40	0,84	1,63	10,21	0,78	0,47	0,91	5,70	1,31	0,79	1,53	9,54	1,12	0,67	1,30	8,14	1,54	0,93	1,80	11,25	1,55	0,93	1,81	11,32
177	Заводська 35/6 1Т	16,0	2,66	1,60	3,10	19,38	2,40	1,44	2,79	17,46	3,98	2,39	4,64	29,00	3,90	2,34	4,55	28,41	3,40	2,04	3,97	24,79	3,28	1,97	3,82	23,90
178	Заводська 35/6 2Т	16,0	1,16	0,69	1,35	8,43	1,51	0,91	1,76	11,02	1,28	0,77	1,49	9,32	1,58	0,95	1,85	11,54	1,38	0,83	1,61	10,06	1,61	0,97	1,88	11,76
179	Будівельна 35/6 1Т	7,5	1,33	0,80	1,55	20,68	1,25	0,75	1,46	19,41	2,20	1,32	2,57	34,25	2,46	1,47	2,86	38,20	1,21	0,72	1,41	18,78	1,14	0,68	1,33	17,68
180	Будівельна 35/6 2Т	6,3	0,86	0,52	1,01	15,97	0,89	0,54	1,04	16,54	2,84	1,71	3,31	52,61	2,94	1,77	3,43	54,49	0,70	0,42	0,82	12,97	0,72	0,43	0,84	13,34
181	Дніпровська 35/6 1Т	16,0	3,05	1,83	3,55	22,20	2,76	1,66	3,22	20,12	3,32	1,99	3,87	24,19	3,62	2,17	4,23	26,41	3,90	2,34	4,55	28,41	3,78	2,27	4,40	27,52
182	Дніпровська 35/6 2Т	16,0	2,30	1,38	2,69	16,79	1,59	0,96	1,86	11,62	4,76	2,86	5,55	34,70	4,30	2,58	5,02	31,37	1,77	1,06	2,06	12,87	1,65	0,99	1,92	11,99
183	Кошова 35/6 1Т	6,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
184	Кошова 35/6 2Т	6,3	2,47	1,48	2,88	45,66	2,90	1,74	3,39	53,74	4,01	2,41	4,68	74,22	4,22	2,53	4,92	78,17	2,77	1,66	3,23	51,30	3,22	1,93	3,75	59,56
185	Острівна 35/6 1Т	10,0	2,21	1,33	2,58	25,81	2,04	1,22	2,38	23,79	2,99	1,80	3,49	34,92	2,84	1,71	3,31	33,15	2,21	1,33	2,58	25,81	1,79	1,07	2,08	20,83
186	Острівна 35/6 2Т	10,0	0,07	0,04	0,08	0,83	0,07	0,04	0,08	0,83	0,53	0,32	0,62	6,16	0,58	0,35	0,67	6,75	0,07	0,04	0,08	0,83	0,06	0,04	0,07	0,71
187	Північна 35/10 1Т	10,0	3,49	2,10	4,07	40,72	3,18	1,91	3,71	37,05	2,48	1,49	2,89	28,88	2,57	1,54	2,99	29,95	3,18	1,91	3,71	37,05	2,88	1,73	3,36	33,62
188	Північна 35/10 2Т	16,0	2,81	1,69	3,28	20,49	3,88	2,33	4,52	28,26	3,23	1,94	3,76	23,53	3,38	2,03	3,94	24,64	2,27	1,36	2,65	16,57	3,14	1,88	3,66	22,86
189	ТОК 35/10 1Т	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
190	ТОК 35/10 2Т	4,0	0,48	0,29	0,56	13,91	0,48	0,29	0,56	13,91	0,64	0,38	0,75	18,64	0,64	0,38	0,75	18,64	0,31	0,19	0,37	9,17	0,31	0,19	0,37	9,17
191	Сонячна 35/10	2,5	0,16	0,10	0,19	7,58	0,11	0,07	0,13	5,21	0,23	0,14	0,27	10,89	0,23	0,14	0,27	10,89	0,14	0,09	0,17	6,63	0,10	0,06	0,12	4,74
192	Сухарна 35/10 1Т	10,0	2,71	1,63	3,16	31,61	3,27	1,96	3,81	38,12	5,39	3,23	6,29	62,86	6,18	3,71	7,21	72,09	2,05	1,23	2,39	23,91	2,45	1,47	2,85	28,53
193	Сухарна 35/10 2Т	10,0	0,98	0,59	1,15	11,48	1,05	0,63	1,22	12,19	1,15	0,69	1,34	13,38	1,60	0,96	1,87	18,70	1,11	0,66	1,29	12,90	1,16	0,69	1,35	13,49
194	Камишани 35/10 1Т	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
195	Камишани 35/10 2Т	4,0	0,37	0,22	0,43	10,65	0,64	0,38	0,75	18,64	0,75	0,45	0,88	21,90	0,76	0,46	0,89	22,20	0,28	0,17	0,33	8,29	0,51	0,30	0,59	14,80
196	МВС 35/10 1Т	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	1,35	0,81	1,57	39,36	0,00	0,00	0,00	0,00	2,22	1,33	2,59	64,81	0,10	0,06	0,12	2,96	0,23	0,14	0,27	6,81
197	МВС 35/10 2Т	4,0	1,04	0,62	1,21	30,19	0,00	0,00	0,00	0,00	1,83	1,10	2,13	53,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
198	Антонівська 35/10 1Т	1,0	0,17	0,10	0,20	20,12	0,20	0,12	0,24	23,68	0,02	0,01	0,02	2,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,07	0,14	14,21	0,14	0,09	0,17	16,57
199	Антонівська 35/6 2Т	4,0	0,58	0,35	0,67	16,87	0,86	0,52	1,01	25,16	0,66	0,40	0,77	19,24	0,56	0,33	0,65	16,28	0,41	0,24	0,47	11,84	0,61	0,37	0,71	17,76
200	Білозерка 35/10	14,0	2,22	1,33	2,59	18,52	1,66	1,00	1,94	13,87	2,51	1,50	2,92	20,89	2,01	1,21	2,34	16,74	1,76	1,05	2,05	14,63	1,31	0,79	1,53	10,91
201	Прогрес 35/10	2,5	0,56	0,33	0,65	26,04	0,45	0,27	0,52	20,83	0,20	0,12	0,24	9,47	0,27	0,16	0,32	12,78	0,44	0,26	0,51	20,36	0,36	0,21	0,41	16,57
202	Ш.Балка 35/10 1Т	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
203	Ш.Балка 35/10 2Т	2,5	0,89	0,54	1,04	41,67	0,64	0,38	0,75	29,83	0,64	0,38	0,75	29,83	0,48	0,29	0,56	22,25	0,81	0,49	0,95	37,88	0,58	0,35	0,67	26,99

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
204	Радянська 35/10 1Т	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
205	Радянська 35/10 2Т	2,5	0,39	0,23	0,45	17,99	0,35	0,21	0,40	16,10	0,35	0,21	0,40	16,10	0,43	0,26	0,50	19,89	0,36	0,21	0,41	16,57	0,31	0,19	0,37	14,68
206	Чернобаївка 35/10	8,0	0,87	0,52	1,02	12,73	0,79	0,48	0,92	11,54	2,20	1,32	2,57	32,11	2,03	1,22	2,37	29,59	0,78	0,47	0,91	11,39	0,70	0,42	0,82	10,21
207	Дар'ївська 35/10 1Т	4,0	1,58	0,95	1,85	46,17	1,50	0,90	1,75	43,80	1,91	1,15	2,23	55,64	1,91	1,15	2,23	55,64	2,05	1,23	2,39	59,78	2,25	1,35	2,63	65,70
208	Дар'ївська 35/10 2Т	3,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
209	Станіслав 35/10	6,3	1,19	0,71	1,39	21,98	0,95	0,57	1,11	17,66	0,71	0,43	0,83	13,15	0,60	0,36	0,70	11,09	1,08	0,65	1,25	19,92	0,86	0,52	1,01	15,97
210	Олександрівка 35/10	2,5	0,45	0,27	0,52	20,83	0,35	0,21	0,40	16,10	0,31	0,19	0,37	14,68	0,27	0,16	0,32	12,78	0,41	0,24	0,47	18,94	0,30	0,18	0,36	14,21
211	Токарівка 35/10	6,5	0,53	0,32	0,62	9,47	0,57	0,34	0,66	10,20	0,74	0,44	0,86	13,29	0,82	0,49	0,96	14,75	0,48	0,29	0,56	8,56	0,52	0,31	0,60	9,29
212	Інгулецька 35/10	4,0	0,23	0,14	0,27	6,81	0,20	0,12	0,24	5,92	0,64	0,38	0,75	18,64	0,31	0,19	0,37	9,17	0,30	0,18	0,36	8,88	0,30	0,18	0,36	8,88
213	Східна 35/10	12,6	1,19	0,71	1,39	10,99	0,71	0,43	0,83	6,58	0,99	0,60	1,16	9,21	0,84	0,51	0,98	7,80	1,06	0,63	1,23	9,77	0,63	0,38	0,73	5,82
214	Киселівка 35/10	2,5	0,87	0,52	1,02	40,72	0,64	0,38	0,75	29,83	0,56	0,33	0,65	26,04	0,45	0,27	0,52	20,83	0,77	0,46	0,90	35,99	0,57	0,34	0,66	26,52
215	Правдинно 35/10	2,5	0,53	0,32	0,62	24,62	0,40	0,24	0,46	18,47	0,39	0,23	0,45	17,99	0,27	0,16	0,32	12,78	0,48	0,29	0,56	22,25	0,36	0,21	0,41	16,57
216	Торгова 35/10	4,0	1,43	0,86	1,67	41,73	1,27	0,76	1,48	36,99	2,14	1,29	2,50	62,44	1,83	1,10	2,13	53,27	1,27	0,76	1,48	36,99	1,13	0,68	1,31	32,85
217	Г.Велетень 35/10 1Т	2,5	1,50	0,90	1,75	70,08	1,16	0,69	1,35	53,98	1,19	0,71	1,39	55,40	0,95	0,57	1,11	44,51	1,19	0,71	1,39	55,40	0,91	0,55	1,07	42,62
218	Г.Велетень 35/10 2Т	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
219	Садове 35/10	2,5	0,25	0,15	0,30	11,84	0,23	0,14	0,27	10,89	0,53	0,32	0,62	24,62	0,48	0,29	0,56	22,25	0,18	0,11	0,21	8,52	0,16	0,10	0,19	7,58
220	Батумська 35/10	2,5	0,71	0,43	0,83	33,15	0,56	0,33	0,65	26,04	0,37	0,22	0,43	17,05	0,28	0,17	0,33	13,26	0,56	0,33	0,65	26,04	0,44	0,26	0,51	20,36
221	Музиківська 35/10	2,5	0,95	0,57	1,11	44,51	0,79	0,48	0,92	36,93	0,71	0,43	0,83	33,15	0,64	0,38	0,75	29,83	0,85	0,51	0,99	39,77	0,70	0,42	0,82	32,67

Таблиця 8.6 — Прогнозні навантаження ПС 150-35 кВ АТ «Херсонобленерго» станом на 2024 р.

№ за/п.	Назва ПС 150 кВ	ввід	S вст., МВА	Літо 2024р.												Зима 2024р.												Міжсезоння 2024р.					
				P мінімальне, МВт	Q мінімальне, Мвар	S мінімальне, МВА	Кз, %	P денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Кз, %	P вечір. макс., МВт	Q вечір. макс., Мвар	S вечір. макс., МВА	Кз, %	P денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Кз, %	P вечір. макс., МВт	Q вечір. макс., Мвар	S вечір. макс., МВА	Кз, %	P денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Кз, %	P вечір. макс., МВт	Q вечір. макс., Мвар	S вечір. макс., МВА	Кз, %		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32		
1	ПС 150/35/10 Бериславська	заг.	50,0	4,00	2,40	4,66	9,33	5,62	3,37	6,56	13,11	8,09	4,85	9,43	18,87	8,94	5,36	10,42	20,84	8,19	4,92	9,55	19,11	11,04	6,62	12,87	25,74	4,86	2,91	5,66	11,33		
	ПС 150/35/10 Бериславська	35 1Т		0,50	0,30	0,58		1,21	0,73	1,42		1,22	0,73	1,43		0,98	0,59	1,14		1,16	0,70	1,36		3,76	2,26	4,39		0,94	0,56	1,09			
	ПС 150/35/10 Бериславська	10 1Т		0,85	0,51	0,99		0,51	0,31	0,59		0,96	0,58	1,12		2,65	1,59	3,09		1,99	1,19	2,32		0,35	0,21	0,40		1,15	0,69	1,34			
	ПС 150/35/10 Бериславська	35 2Т		2,65	1,59	3,09		3,33	2,00	3,88		3,72	2,23	4,34		4,44	2,66	5,18		4,99	2,99	5,82		6,90	4,14	8,04		2,76	1,66	3,22			
	ПС 150/35/10 Бериславська	10 2Т		0,00	0,00	0,00		0,57	0,34	0,67		2,18	1,31	2,55		0,87	0,52	1,01		0,05	0,03	0,06		0,03	0,02	0,04		0,00	0,00	0,00			
2	ПС 150/35/10 Виноградово	заг.	80,0	13,78	8,27	16,07	20,09	14,84	8,91	17,31	21,64	22,85	13,71	26,64	33,30	26,79	16,07	31,24	39,05	27,48	16,49	32,05	40,06	19,58	11,75	22,83	28,54	14,89	8,93	17,36	21,71		
	ПС 150/35/10 Виноградово	35 1Т		5,43	3,26	6,33		3,96	2,37	4,62		8,73	5,24	10,18		4,65	2,79	5,42		8,34	5,01	9,73		3,66	2,20	4,27		6,66	4,00	7,77			
	ПС 150/35/10 Виноградово	10 1Т		0,08	0,05	0,10		0,16	0,10	0,19		0,32	0,19	0,37		0,20	0,12	0,24		0,23	0,14	0,27		0,20	0,12	0,24		0,16	0,10	0,19			
	ПС 150/35/10 Виноградово	35 2Т		8,04	4,82	9,37		10,05	6,03	11,72		13,16	7,90	15,35		21,42	12,85	24,98		18,27	10,96	21,31		13,36	8,02	15,58		7,59	4,55	8,85			
	ПС 150/35/10 Виноградово	10 2Т		0,23	0,14	0,27		0,67	0,40	0,79		0,64	0,38	0,74		0,51	0,31	0,59		0,63	0,38	0,74		2,35	1,41	2,74		0,48	0,29	0,56			
3	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	заг.	176,0	20,02	12,01	23,34	13,26	26,34	15,80	30,72	17,45	22,17	13,30	25,85	14,69	9,31	5,59	10,86	6,17	10,03	6,02	11,69	6,64	18,42	11,05	21,49	12,21	8,06	4,84	9,40	5,34		
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	35 1Т		2,76	1,66	3,22		4,47	2,68	5,21		4,27	2,56	4,98		2,55	1,53	2,97		3,06	1,84	3,57		6,25	3,75	7,29		1,94	1,16	2,26			
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 1Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00			
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 2Т		9,72	5,83	11,34		9,95	5,97	11,60		10,81	6,49	12,61		1,94	1,16	2,26		1,99	1,19	2,32		0,16	0,10	0,19		0,16	0,10	0,19			
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 3Т		1,99	1,19	2,32		2,47	1,48	2,88		1,67	1,00	1,95		1,36	0,81	1,58		1,36	0,81	1,58		2,95	1,77	3,44		3,74	2,25	4,37			
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	35 4Т		5,54	3,32	6,46		9,46	5,67	11,03		5,41	3,24	6,31		3,47	2,08	4,04		3,62	2,17	4,22		9,06	5,44	10,56		2,21	1,33	2,58			
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 4Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00			
4	ПС 150/35/6 ГНС СЗС	заг.	25,0	7,47	4,48	8,71	34,83	5,44	3,26	6,34	25,36	4,88	2,93	5,69	22,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,10	0,19	0,76	0,16	0,10	0,19	0,76		
	ПС 150/35/6 ГНС СЗС	35 2Т		5,43	3,26	6,33		5,44	3,26	6,34		4,88	2,93	5,69		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,16	0,10	0,19		0,16	0,10	0,19			
	ПС 150/35/6 ГНС СЗС	6 2Т		2,04	1,22	2,38		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00			
5	ПС 150/35/10 Дудчино	заг.	80,0	17,38	10,43	20,27	25,34	21,76	13,05	25,37	31,72	19,84	11,91	23,14	28,93	5,98	3,59	6,97	8,71	6,61	3,97	7,71	9,64	7,64	4,58	8,91	11,14	6,16	3,70	7,19	8,98		
	ПС 150/35/10 Дудчино	35 1Т		4,15	2,49	4,84		5,03	3,02	5,87		5,05	3,03	5,89		2,40	1,44	2,80		1,39	0,83	1,62		3,69	2,22	4,31		2,49	1,49	2,90			
	ПС 150/35/10 Дудчино	10 1Т		0,14	0,09	0,17		0,16	0,10	0,19		0,05	0,03	0,06		0,31	0,18	0,36		0,36	0,21	0,42		0,28	0,17	0,32		0,32	0,19	0,37			
	ПС 150/35/10 Дудчино	35 2Т		12,96	7,77	15,11		16,42	9,85	19,15		14,59	8,75	17,01		3,16	1,90	3,69		4,76	2,86	5,56		3,64	2,19	4,25		3,33	2,00	3,88			
	ПС 150/35/10 Дудчино	10 2Т		0,13	0,08	0,15		0,14	0,09	0,17		0,16	0,10	0,19		0,11	0,07	0,13		0,10	0,06	0,12		0,03	0,02	0,04		0,03	0,02	0,04			
6	ПС 150/35/6 Карантинна	заг.	80,0	10,26	6,16	11,97	14,96	13,91	8,35	16,23	20,28	14,17	8,50	16,52	20,66	19,38	11,63	22,60	28,26	19,00	11,40	22,15	27,69	12,81	7,69	14,94	18,68	13,55	8,13	15,80	19,75		
	ПС 150/35/6 Карантинна	35 1Т		1,66	1,00	1,94		2,21	1,33	2,58		2,21	1,33	2,58		2,97	1,78	3,47		3,01	1,81	3,52		2,21	1,33	2,58		1,89	1,13	2,20			
	ПС 150/35/6 Карантинна	6 1Т		3,98	2,39	4,64		5,03	3,02	5,87		5,42	3,25	6,32		4,90	2,94	5,71		5,22	3,13	6,09		3,77	2,26	4,40		4,59	2,75	5,35			
	ПС 150/35/6 Карантинна	35 2Т		3,60	2,16	4,20		4,99	2,99	5,82		5,26	3,16	6,14		7,23	4,34	8,43		7,29	4,37	8,50		4,99	2,99	5,82		5,54	3,32	6,46			
	ПС 150/35/6 Карантинна	6 2Т		1,02	0,61	1,19		1,68	1,01	1,96		1,28	0,77	1,49		4,28	2,57	5,00		3,47	2,08	4,04		1,84	1,10	2,14		1,53	0,92	1,78			
7	ПС 150/35/6 Комбайнова	заг.	126,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
	ПС 150/35/6 Комбайнова	35 1Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00			
	ПС 150/35/6 Комбайнова	6 1Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00			
	ПС 150/35/6 Комбайнова	35 2Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00			
	ПС 150/35/6 Комбайнова	6 2Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00			
8	ПС 150/10/10 Комунальна	заг.	64,0	5,58	3,35	6,51	10,17	6,62	3,97	7,72	12,06	8,57	5,14	9,99	15,61	10,42	6,25	12,15	18,98	9,84	5,91	11,48	17,94	12,22	7,33	14,25	22,27	5,00	3,00	5,83	9,11		
	ПС 150/10/10 Комунальна	1сш10		2,22	1,33	2,59		3,11	1,87	3,63		3,88	2,33	4,52		4,59	2,75	5,35		4,94	2,96	5,76		1,03	0,62	1,20		2,91	1,74	3,39			

	ПС 150/35/6 ХНПЗ	35 1Т		1,55	0,93	1,81		2,11	1,27	2,46		2,39	1,43	2,78		3,65	2,19	4,26		3,66	2,20	4,27		1,16	0,70	1,36		1,55	0,93	1,81	
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	6 1Т		1,10	0,66	1,28		1,65	0,99	1,93		1,48	0,89	1,73		3,16	1,90	3,69		2,60	1,56	3,03		0,82	0,49	0,95		1,02	0,61	1,19	
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	35 2Т		7,22	4,33	8,42		14,38	8,63	16,77		13,57	8,14	15,82		15,91	9,55	18,56		17,44	10,47	20,34		7,65	4,59	8,92		11,64	6,98	13,57	
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	6 2Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
20	ПС 150/35/10 Цюрупинська	заг.	103,0	10,64	6,38	12,41	12,05	13,73	8,24	16,02	15,55	18,47	11,08	21,54	20,91	22,80	13,68	26,59	25,82	25,52	15,31	29,77	28,90	21,48	12,89	25,05	24,33	12,48	7,49	14,55	14,13
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	35 1Т		6,20	3,72	7,23		7,38	4,43	8,60		11,02	6,61	12,85		12,45	7,47	14,51		13,87	8,32	16,18		11,06	6,64	12,90		6,76	4,06	7,89	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	10 1Т		0,35	0,21	0,40		1,39	0,83	1,62		0,57	0,34	0,67		0,66	0,40	0,77		0,96	0,58	1,12		5,46	3,27	6,36		0,99	0,59	1,15	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	35 2Т		3,93	2,36	4,58		4,76	2,86	5,56		6,72	4,03	7,84		8,47	5,08	9,87		10,20	6,12	11,90		3,39	2,03	3,95		4,38	2,63	5,10	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	10 2Т		0,16	0,10	0,19		0,21	0,12	0,24		0,16	0,10	0,19		1,22	0,73	1,43		0,49	0,29	0,57		1,58	0,95	1,84		0,35	0,21	0,40	
21	ПС 150/35/10 Чулаківська	заг.	50,0	6,96	4,17	8,11	16,23	16,29	9,77	18,99	37,99	13,59	8,15	15,85	31,70	11,71	7,03	13,66	27,32	14,28	8,57	16,66	33,31	20,59	12,35	24,01	48,02	10,54	6,32	12,29	24,58
	ПС 150/35/10 Чулаківська	35 1Т		4,15	2,49	4,84		11,22	6,73	13,09		7,01	4,21	8,17		4,64	2,79	5,41		7,75	4,65	9,04		13,67	8,20	15,94		4,99	2,99	5,82	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	10 1Т		0,32	0,19	0,37		0,48	0,29	0,56		0,64	0,38	0,74		0,46	0,28	0,54		0,61	0,37	0,71		0,40	0,24	0,46		0,56	0,34	0,65	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	35 2Т		2,49	1,49	2,90		4,43	2,66	5,16		5,87	3,52	6,84		6,53	3,92	7,61		5,81	3,49	6,78		6,52	3,91	7,60		4,99	2,99	5,82	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	10 2Т		0,00	0,00	0,00		0,16	0,10	0,19		0,08	0,05	0,09		0,08	0,05	0,10		0,10	0,06	0,12		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
22	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	заг.	131,5	16,40	9,84	19,13	14,55	31,17	10,17	32,78	24,93	29,03	8,75	30,32	23,06	52,74	15,26	54,90	41,75	51,42	15,35	53,66	40,80	16,38	9,83	19,11	14,53	16,52	9,91	19,26	14,65
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	35 1Т		8,06	4,84	9,40		16,32	5,06	17,09		16,32	5,06	17,09		23,77	5,47	24,39		23,46	5,63	24,13		7,15	2,15	7,47		7,25	2,18	7,57	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	10 1Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	35 2Т		4,99	2,99	5,82		11,02	3,20	11,47		9,25	2,41	9,56		18,46	4,43	18,99		17,44	4,36	17,98		5,51	1,65	5,75		5,54	1,66	5,78	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	10 2Т		3,36	2,01	3,91		3,83	1,91	4,28		3,46	1,28	3,69		10,51	5,36	11,80		10,51	5,36	11,80		3,72	1,12	3,89		3,72	1,12	3,89	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	353Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
23	ПС 330/150/6 Каховська	заг.	126	15,83	9,50	18,46	14,65	24,70	14,82	28,80	22,86	19,17	11,50	22,35	17,74	32,93	11,22	34,79	27,61	31,04	18,63	36,20	28,73	18,77	11,26	21,89	17,37	21,73	13,04	25,34	20,11
	ПС 330/150/6 Каховська	35 1Т		3,94	2,36	4,59		5,36	3,21	6,25		4,55	2,73	5,31		10,10	3,64	10,73		9,09	5,45	10,60		4,18	0,92	4,28		5,00	1,30	5,16	
	ПС 330/150/6 Каховська	6 1Т		4,47	2,68	5,21		5,92	3,55	6,90		3,88	2,33	4,52		8,42	3,28	9,03		7,86	4,71	9,16		3,98	1,91	4,41		4,59	2,30	5,13	
	ПС 330/150/6 Каховська	35 2Т		7,43	4,46	8,66		11,12	6,67	12,97		8,70	5,22	10,15		10,61	2,97	11,02		11,53	6,92	13,44		8,57	3,17	9,14		10,00	3,60	10,63	
	ПС 330/150/6 Каховська	6 2Т		0,00	0,00	0,00		2,31	1,38	2,69		2,04	1,22	2,38		3,81	1,33	4,03		2,57	1,54	3,00		2,04	1,08	2,31		2,14	1,16	2,43	
24	ПС 150/35/10 Генічеська	заг.	80	7,05	4,23	8,22	10,27	10,01	6,01	11,67	14,59	10,06	6,04	11,73	14,66	10,31	6,19	12,02	15,03	11,06	6,63	12,89	16,12	6,35	3,81	7,41	9,26	6,94	2,08	7,25	
	ПС 150/35/10 Генічеська	35 1Т		1,94	1,16	2,26		2,51	1,51	2,93		2,83	1,70	3,31		1,76	1,06	2,05		1,81	1,09	2,11		2,29	1,37	2,67		2,45	1,47	2,86	
	ПС 150/35/10 Генічеська	10 1Т		1,60	0,96	1,86		3,24	1,94	3,77		2,84	1,71	3,32		2,71	1,63	3,16		3,07	1,84	3,57		0,52	0,31	0,61		0,58	0,17	0,61	
	ПС 150/35/10 Генічеська	35 2Т		1,04	0,62	1,21		2,05	1,23	2,39		2,48	1,49	2,89		0,86	0,52	1,01		0,99	0,60	1,16		1,59	0,95	1,85		1,76	0,53	1,84	
	ПС 150/35/10 Генічеська	10 2Т		2,47	1,48	2,88		2,21	1,33	2,58		1,90	1,14	2,22		4,97	2,98	5,80		5,19	3,11	6,05		1,95	1,17	2,27		2,15	1,29	2,51	

№ за/п.	Назва ПС 35кВ	S вст., МВА	Літо 2024р.								Зима 2024р.								Міжсезоння 2024р.							
			P денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Kз, %	P вечір. Макс., МВт	Q вечір. Макс., Мвар	S вечір. Макс., МВА	Kз, %	P денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Kз, %	P вечір. Макс., МВт	Q вечір. Макс., Мвар	S вечір. Макс., МВА	Kз, %	P денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Kз, %	P вечір. Макс., МВт	Q вечір. Макс., Мвар	S вечір. Макс., МВА	Kз, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
В.Лепетиські РЕМ																										
1	В.Лепетиха 35/10	12,6	1,95	1,17	2,27	18,03	2,15	1,29	2,51	19,92	3,43	2,06	4,00	31,73	3,93	2,36	4,58	36,35	2,00	1,20	2,33	18,51	2,21	1,33	2,58	20,49
2	М.Лепетиха 35/10	8,8	0,22	0,13	0,26	2,97	0,29	0,17	0,33	3,79	0,15	0,09	0,18	2,03	0,45	0,27	0,52	5,95	0,23	0,14	0,27	3,11	0,30	0,18	0,34	3,91
3	Миколаївка 35/10	6,3	0,20	0,12	0,24	3,78	0,22	0,13	0,26	4,15	0,07	0,04	0,08	1,32	0,24	0,15	0,29	4,53	0,28	0,17	0,32	5,10	0,30	0,18	0,34	5,47
4	В.Рогачик 35/10	8,0	0,96	0,58	1,12	13,98	1,20	0,72	1,40	17,55	1,44	0,86	1,68	20,97	1,64	0,99	1,92	23,94	1,00	0,60	1,17	14,57	1,22	0,73	1,42	17,81

5	Ушкалка 35/10	4,3	0,23	0,14	0,27	6,36	0,28	0,17	0,32	7,47	0,34	0,20	0,39	9,13	0,34	0,20	0,39	9,13	0,24	0,15	0,29	6,64	0,29	0,17	0,33	7,73	
6	Первомайвка 35/10	2,5	0,41	0,24	0,48	19,04	0,37	0,22	0,43	17,13	0,26	0,15	0,30	11,90	0,31	0,18	0,36	14,28	0,42	0,25	0,49	19,51	0,38	0,23	0,44	17,57	
7	Самойлівка 35/10	2,5	0,13	0,08	0,15	6,19	0,11	0,07	0,13	5,23	0,13	0,08	0,15	6,19	0,14	0,09	0,17	6,66	0,15	0,09	0,18	7,14	0,13	0,08	0,15	6,17	
Високопільські РЕМ																											
8	Н.Воронцовська 35/10	8,0	0,93	0,56	1,08	13,53	0,67	0,40	0,79	9,81	1,57	0,94	1,83	22,90	1,36	0,81	1,58	19,78	1,03	0,62	1,20	15,02	0,85	0,51	0,99	12,32	
9	Погранична 35/10	4,0	0,45	0,27	0,52	13,09	0,29	0,17	0,33	8,33	0,48	0,29	0,56	13,98	0,43	0,26	0,50	12,49	0,50	0,30	0,58	14,57	0,29	0,17	0,33	8,31	
10	Хрещенівська 35/10	2,5	0,16	0,10	0,19	7,61	0,13	0,08	0,15	6,19	0,16	0,10	0,19	7,61	0,11	0,07	0,13	5,23	0,18	0,11	0,21	8,57	0,16	0,10	0,19	7,60	
11	Осокорівська 35/10	2,5	0,20	0,12	0,24	9,52	0,16	0,10	0,19	7,61	0,42	0,25	0,49	19,51	0,35	0,21	0,40	16,18	0,22	0,13	0,26	10,47	0,16	0,10	0,19	7,60	
12	Піонер 35/10	5,0	0,29	0,17	0,33	6,66	0,19	0,12	0,23	4,52	0,32	0,19	0,37	7,38	0,22	0,13	0,26	5,23	0,32	0,19	0,37	7,38	0,24	0,15	0,28	5,70	
13	З.Балка 35/10 Т-1	2,5	0,37	0,22	0,43	17,13	0,19	0,12	0,23	9,04	0,16	0,10	0,19	7,61	0,13	0,08	0,15	6,19	0,41	0,24	0,48	19,04	0,19	0,12	0,23	9,02	
14	З.Балка 35/6 Т-3 (зрош.)	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
15	Біляївська 35/10	5,0	0,13	0,08	0,15	3,09	0,11	0,07	0,13	2,62	0,22	0,13	0,26	5,23	0,19	0,12	0,23	4,52	0,14	0,09	0,17	3,33	0,13	0,08	0,15	3,09	
16	Янтарна 35/10	2,5	0,34	0,20	0,39	15,70	0,28	0,17	0,32	12,85	0,23	0,14	0,27	10,95	0,19	0,12	0,23	9,04	0,21	0,13	0,25	9,99	0,27	0,16	0,32	12,82	
17	Светлічна 35/10	1,6	0,16	0,10	0,19	11,90	0,20	0,12	0,24	14,87	0,32	0,19	0,37	23,05	0,31	0,18	0,36	22,31	0,17	0,10	0,20	12,64	0,20	0,12	0,24	14,84	
18	Гаврилівка 35/10	2,5	0,35	0,21	0,40	16,18	0,32	0,19	0,37	14,75	0,43	0,26	0,50	19,99	0,37	0,22	0,43	17,13	0,39	0,23	0,45	18,08	0,32	0,19	0,37	14,72	
19	Воскресенівська 35/10	2,5	0,26	0,15	0,30	11,90	0,17	0,10	0,20	8,09	0,23	0,14	0,27	10,95	0,17	0,10	0,20	8,09	0,26	0,15	0,30	11,90	0,17	0,10	0,20	8,07	
20	Червонофлотська 35/10	2,5	0,14	0,09	0,17	6,66	0,13	0,08	0,15	6,19	0,17	0,10	0,20	8,09	0,16	0,10	0,19	7,61	0,14	0,09	0,17	6,66	0,13	0,08	0,15	6,17	
21	Новодмитровская 35/10	2,5	0,29	0,17	0,33	13,32	0,28	0,17	0,32	12,85	0,30	0,18	0,35	14,17	0,35	0,21	0,40	16,18	0,29	0,17	0,33	13,32	0,27	0,16	0,32	12,82	
22	Б.Криниця 35/10	6,5	0,35	0,21	0,40	6,22	0,29	0,17	0,33	5,12	0,40	0,24	0,46	7,14	0,43	0,26	0,50	7,69	0,35	0,21	0,40	6,22	0,24	0,15	0,28	4,38	
23	Калининская 35/10	5,0	0,42	0,25	0,49	9,76	0,39	0,23	0,45	9,04	0,46	0,28	0,54	10,71	0,48	0,29	0,56	11,18	0,42	0,25	0,49	9,76	0,39	0,23	0,45	9,02	
24	В.Олександрівська 35/10	8,0	1,95	1,17	2,27	28,40	1,64	0,99	1,92	23,94	2,36	1,41	2,75	34,35	2,50	1,50	2,91	36,43	1,95	1,17	2,27	28,40	1,43	0,86	1,66	20,78	
25	Н.Кубанська 35/10	3,6	0,33	0,20	0,38	10,58	0,31	0,18	0,36	9,91	0,32	0,19	0,37	10,24	0,31	0,18	0,36	9,91	0,33	0,20	0,38	10,58	0,31	0,18	0,36	9,89	
26	Борозенська 35/10	5,0	0,40	0,24	0,46	9,28	0,37	0,22	0,43	8,57	0,43	0,26	0,50	9,99	0,43	0,26	0,50	9,99	0,40	0,24	0,46	9,28	0,37	0,22	0,43	8,55	
27	Колос 35/10	1,6	0,07	0,04	0,08	5,20	0,06	0,04	0,07	4,65	0,05	0,03	0,06	3,72	0,06	0,04	0,07	4,46	0,07	0,04	0,08	5,20	0,05	0,03	0,06	3,71	
28	Д.Брод 35/10	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
29	Вишнева 35/10	1,6	0,13	0,08	0,15	9,67	0,08	0,05	0,10	5,95	0,16	0,10	0,19	11,65	0,16	0,10	0,19	11,90	0,13	0,08	0,15	9,67	0,08	0,05	0,09	5,94	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
30	Високопільська 35/10	5,0	0,88	0,53	1,02	20,46	0,82	0,49	0,95	19,04	1,06	0,64	1,24	24,75	1,19	0,72	1,39	27,84	0,88	0,53	1,02	20,46	0,81	0,49	0,95	19,00	
31	Архангельська 35/10	3,2	0,62	0,37	0,73	22,68	0,59	0,36	0,69	21,56	0,67	0,40	0,79	24,54	0,62	0,37	0,73	22,68	0,62	0,37	0,73	22,68	0,59	0,35	0,69	21,52	
32	Вознесенівська 35/10	2,5	0,09	0,06	0,11	4,28	0,08	0,05	0,10	3,81	0,16	0,10	0,19	7,61	0,16	0,10	0,19	7,61	0,09	0,06	0,11	4,28	0,08	0,05	0,10	3,87	
33	Кочубеївка 35/10	2,5	0,39	0,23	0,45	18,08	0,26	0,15	0,30	11,90	0,45	0,27	0,52	20,94	0,34	0,20	0,39	15,70	0,39	0,23	0,45	18,08	0,25	0,15	0,30	11,87	
Генічеські РЕМ																											
34	Петрівка 35/10	2,5	0,45	0,27	0,52	20,94	0,46	0,28	0,54	21,41	0,96	0,58	1,12	44,73	1,08	0,65	1,26	50,44	0,63	0,38	0,74	29,50	0,64	0,38	0,75	29,92	
35	Партизани 35/10	4,0	0,60	0,36	0,70	17,55	0,68	0,41	0,80	19,93	1,08	0,65	1,26	31,53	1,15	0,69	1,34	33,61	0,60	0,36	0,70	17,55	0,68	0,41	0,80	19,89	
36	Н.Григорівка 35/10	4,1	0,48	0,29	0,56	13,64	0,53	0,32	0,62	15,09	0,46	0,28	0,54	13,06	0,71	0,43	0,83	20,31	0,50	0,30	0,58	14,22	0,56	0,34	0,65	15,93	
37	Чонгар 35/10	5,0	0,48	0,29	0,56	11,18	0,53	0,32	0,62	12,37	0,83	0,50	0,96	19,27	0,67	0,40	0,79	15,70	0,48	0,29	0,56	11,18	0,53	0,32	0,62	12,35	

38	Приазовська 35/10	6,5	0,64	0,39	0,75	11,53	0,67	0,40	0,79	12,08	1,05	0,63	1,23	18,85	1,19	0,72	1,39	21,41	0,67	0,40	0,79	12,08	0,70	0,42	0,82	12,60	
39	Вікторівка 35/10	2,5	0,40	0,24	0,46	18,56	0,23	0,14	0,27	10,95	0,43	0,26	0,50	19,99	0,48	0,29	0,56	22,37	0,56	0,34	0,65	26,17	0,33	0,20	0,38	15,20	
40	Озеряни 35/10	2,5	0,08	0,05	0,10	3,81	0,06	0,04	0,07	2,86	0,05	0,03	0,06	2,38	0,05	0,03	0,06	2,38	0,08	0,05	0,10	3,81	0,06	0,04	0,07	2,85	
41	Генгірка 35/10	8,0	1,36	0,81	1,58	19,78	1,42	0,85	1,65	20,67	0,64	0,39	0,75	9,37	0,65	0,39	0,76	9,52	0,79	0,47	0,92	11,45	0,04	0,02	0,05	0,59	
42	Стрількове 35/10	10,3	5,05	3,03	5,89	57,17	4,45	2,67	5,19	50,36	5,52	3,31	6,44	62,49	6,04	3,62	7,04	68,38	5,41	3,24	6,31	61,22	4,79	2,87	5,58	54,18	
43	Щасливцеве 35/10	10,0	1,58	0,95	1,84	18,44	1,47	0,88	1,71	17,13	1,37	0,82	1,59	15,94	1,70	1,02	1,99	19,87	2,63	1,58	3,07	30,69	1,58	0,95	1,84	18,40	
Голопристанські РЕМ																											
44	Гопри 35/10	26,0	5,05	3,03	5,89	22,65	4,45	2,67	5,19	19,95	5,52	3,31	6,44	24,75	6,04	3,62	7,04	27,09	5,41	3,24	6,31	24,25	4,79	2,87	5,58	21,46	
45	Н.Збур'ївка 35/10	2,5	1,58	0,95	1,84	73,76	1,47	0,88	1,71	68,53	1,37	0,82	1,59	63,77	1,70	1,02	1,99	79,47	2,63	1,58	3,07	122,78	1,58	0,95	1,84	73,61	
46	Кардашинка 35/10	4,0	0,67	0,40	0,79	19,63	0,67	0,40	0,79	19,63	0,51	0,31	0,59	14,87	0,59	0,36	0,69	17,25	1,12	0,67	1,31	32,72	0,72	0,43	0,84	21,07	
47	Гладківська 35/10	2,5	1,21	0,73	1,42	56,63	1,18	0,71	1,38	55,20	1,00	0,60	1,17	46,64	1,34	0,80	1,56	62,34	0,79	0,47	0,92	36,64	0,98	0,59	1,14	45,59	
48	Геройська 35/10	2,5	0,68	0,41	0,80	31,88	0,56	0,34	0,65	26,17	0,70	0,42	0,82	32,84	0,80	0,48	0,93	37,12	0,85	0,51	0,99	39,50	0,67	0,40	0,78	31,35	
49	Долматівка 35/10	6,5	1,41	0,84	1,64	25,26	1,36	0,81	1,58	24,34	1,66	1,00	1,94	29,83	1,75	1,05	2,05	31,48	0,56	0,34	0,65	10,07	0,67	0,40	0,78	12,06	
50	М.Копані 35/10	2,5	0,80	0,48	0,93	37,12	0,71	0,43	0,83	33,31	0,74	0,45	0,87	34,74	0,74	0,45	0,87	34,74	0,53	0,32	0,62	24,75	0,59	0,35	0,69	27,55	
51	Рад.Азербайджан 35/10	2,5	0,82	0,49	0,95	38,07	0,91	0,54	1,06	42,35	0,88	0,53	1,02	40,93	1,04	0,62	1,21	48,54	0,33	0,20	0,38	15,23	0,45	0,27	0,52	20,90	
52	Комінтерн 35/10	9,6	1,31	0,78	1,52	15,86	1,36	0,81	1,58	16,48	1,36	0,81	1,58	16,48	1,51	0,91	1,76	18,34	1,63	0,98	1,90	19,83	1,69	1,01	1,97	20,53	
53	В.Дружинка 35/10	2,5	0,94	0,56	1,09	43,78	0,77	0,46	0,89	35,69	0,80	0,48	0,93	37,12	0,91	0,54	1,06	42,35	1,17	0,70	1,37	54,73	0,92	0,55	1,07	42,74	
54	Бехтери 35/10	5,0	1,75	1,05	2,05	40,93	1,88	1,13	2,19	43,78	1,67	1,00	1,95	39,02	2,10	1,26	2,45	49,02	1,32	0,79	1,53	30,69	1,41	0,84	1,64	32,77	
55	З.Порт 35/10	20,0	6,63	3,98	7,73	38,66	6,84	4,10	7,97	39,85	2,38	1,43	2,77	13,86	2,74	1,65	3,20	16,00	4,90	2,94	5,71	28,55	5,11	3,07	5,96	29,80	
56	Пам'ятна 35/10	2,5	0,42	0,25	0,49	19,51	0,56	0,34	0,65	26,17	0,59	0,36	0,69	27,60	0,64	0,39	0,75	29,98	0,52	0,31	0,61	24,27	0,67	0,40	0,78	31,35	
57	Б.Острів 35/10	4,0	1,84	1,10	2,14	53,54	1,72	1,03	2,01	50,26	1,56	0,94	1,82	45,51	1,70	1,02	1,99	49,67	1,61	0,97	1,88	46,99	1,51	0,90	1,76	43,93	
58	Більшовик 35/10	4,0	1,15	0,69	1,34	33,61	1,07	0,64	1,25	31,23	0,56	0,34	0,65	16,36	0,82	0,49	0,95	23,79	0,86	0,51	1,00	24,98	0,79	0,48	0,93	23,15	
Іванівські РЕМ																											
59	Іванівка 35/10	6,5	1,28	0,77	1,49	22,88	1,55	0,93	1,81	27,82	1,87	1,12	2,18	33,49	2,01	1,21	2,34	36,06	1,36	0,81	1,58	24,34	1,55	0,93	1,80	27,77	
60	Благодатна 35/10	5,0	0,46	0,28	0,54	10,71	0,46	0,28	0,54	10,71	0,31	0,18	0,36	7,14	0,43	0,26	0,50	9,99	1,37	0,82	1,59	31,88	0,46	0,27	0,53	10,69	
61	Дружбівка 35/10	4,0	0,43	0,26	0,50	12,49	0,45	0,27	0,52	13,09	0,39	0,23	0,45	11,30	0,43	0,26	0,50	12,49	0,46	0,28	0,54	13,38	0,45	0,27	0,52	13,06	
62	Фрунзе 35/10	4,0	0,31	0,18	0,36	8,92	0,32	0,19	0,37	9,22	0,42	0,25	0,49	12,19	0,51	0,31	0,59	14,87	0,33	0,20	0,38	9,52	0,32	0,19	0,37	9,20	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
63	Н.Сірогози 35/10	6,5	1,47	0,88	1,71	26,36	1,50	0,90	1,75	26,91	1,13	0,68	1,32	20,32	1,10	0,66	1,28	19,77	1,64	0,99	1,92	29,47	1,77	1,06	2,07	31,78	
64	Трофимівка 35/10	2,5	0,19	0,12	0,23	9,04	0,22	0,13	0,26	10,47	0,19	0,12	0,23	9,04	0,26	0,15	0,30	11,90	0,20	0,12	0,24	9,52	0,22	0,13	0,26	10,45	
65	Першопокровка 35/10	5,0	0,62	0,37	0,73	14,51	0,82	0,49	0,95	19,04	0,83	0,50	0,96	19,27	1,05	0,63	1,23	24,51	0,69	0,42	0,81	16,18	0,97	0,58	1,13	22,56	
66	Верби 35/10	4,1	0,56	0,34	0,65	15,96	0,61	0,36	0,71	17,28	0,88	0,53	1,02	24,95	0,94	0,56	1,09	26,70	0,63	0,38	0,74	17,99	0,72	0,43	0,84	20,56	
67	Степна 35/10	4,1	0,46	0,28	0,54	13,19	0,65	0,39	0,76	18,57	0,62	0,37	0,73	17,70	0,85	0,51	0,99	24,08	0,49	0,29	0,57	13,93	0,65	0,39	0,76	18,53	
68	КХП 35/10	2,5	0,11	0,07	0,13	5,23	0,10	0,06	0,12	4,76	0,14	0,09	0,17	6,66	0,16	0,10	0,19	7,61	0,12	0,07	0,14	5,71	0,12	0,07	0,14	5,70	
Каховські РЕМ																											
69	Каховка 35/6	25,0	4,62	2,77	5,39	21,56	4,20	2,52	4,90	19,61	1,55	0,93	1,81	7,23	1,58	0,95	1,84	7,38	3,83	2,30	4,46	17,85	4,19	2,52	4,89	19,57	
70	Каховка 35/10	12,6	1,21	0,73	1,42	11,24	0,82	0,49	0,95	7,55	12,13	7,28	14,15	112,27	12,37	7,42	14,43	114,53	1,01	0,61	1,18	9,35	0,81	0,49	0,95	7,54	

71	Коробки 35/10 1Т	2,5	0,48	0,29	0,56	22,37	0,57	0,34	0,67	26,65	0,53	0,32	0,62	24,75	0,48	0,29	0,56	22,37	0,35	0,21	0,41	16,40	0,21	0,13	0,25	9,97	
72	Коробки 35/10 2Т	1,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
73	Ч.Перекоп 35/10	4,1	0,46	0,28	0,54	13,06	0,45	0,27	0,52	12,77	0,68	0,41	0,80	19,44	0,60	0,36	0,70	17,12	0,18	0,11	0,21	5,22	0,22	0,13	0,26	6,37	
74	Тавричанка 35/10	5,0	0,53	0,32	0,62	12,37	0,53	0,32	0,62	12,37	0,73	0,44	0,86	17,13	0,85	0,51	0,99	19,75	0,38	0,23	0,44	8,80	0,26	0,16	0,31	6,17	
75	Чорнянка 35/10	8,0	0,48	0,29	0,56	6,99	0,57	0,34	0,67	8,33	0,65	0,39	0,76	9,52	0,70	0,42	0,82	10,26	0,39	0,23	0,45	5,65	0,45	0,27	0,52	6,53	
76	Ретранслятор 35/10	6,3	0,19	0,12	0,23	3,59	0,32	0,19	0,37	5,85	0,46	0,28	0,54	8,50	0,51	0,31	0,59	9,44	0,30	0,18	0,35	5,48	0,32	0,19	0,37	5,84	
77	ПС 35/10 «НС-5МК» (Насосна станція-5 магістральний канал)	2,5	0,03	0,02	0,04	1,43	0,03	0,02	0,04	1,43	0,16	0,10	0,19	7,61	0,17	0,10	0,20	8,09	0,01	0,01	0,01	0,48	0,01	0,01	0,01	0,47	
78	Заозерна 35/10	2,5	0,11	0,07	0,13	5,23	0,08	0,05	0,10	3,81	0,26	0,15	0,30	11,90	0,22	0,13	0,26	10,47	0,07	0,04	0,08	3,33	0,07	0,04	0,08	3,32	
79	НС-6по Р-1-1 35/10 (насосна станція -6 по рукаву -1-1)	1,6	0,06	0,04	0,07	4,46	0,08	0,05	0,09	5,83	0,08	0,05	0,10	5,95	0,17	0,10	0,20	12,64	0,01	0,01	0,01	0,74	0,02	0,01	0,02	1,48	
80	ПС 35/10 «НС-3МК» (Насосна станція- зрошувальний магістральний канал)	1,8	0,06	0,04	0,07	3,97	0,03	0,02	0,04	1,98	0,06	0,04	0,07	3,97	0,08	0,05	0,10	5,29	0,02	0,01	0,02	1,32	0,01	0,01	0,01	0,66	
81	Р.Люксембург 35/10	2,5	0,14	0,09	0,17	6,66	0,16	0,10	0,19	7,61	0,17	0,10	0,20	8,09	0,56	0,34	0,65	26,17	0,06	0,04	0,07	2,86	0,08	0,05	0,09	3,80	
82	Краса Херсонщини 35/10	4,0	0,39	0,23	0,45	11,30	0,37	0,22	0,43	10,71	0,64	0,39	0,75	18,74	0,67	0,40	0,79	19,63	0,13	0,08	0,15	3,87	0,12	0,07	0,14	3,56	
83	Каменка 35/10	2,5	0,43	0,26	0,50	19,99	0,37	0,22	0,43	17,13	0,54	0,32	0,63	25,22	0,31	0,18	0,36	14,28	0,35	0,21	0,40	16,18	0,30	0,18	0,34	13,77	
84	Любимівка 35/10 1Т	4,0	0,91	0,54	1,06	26,47	0,96	0,58	1,12	27,96	1,44	0,86	1,68	41,94	1,44	0,86	1,68	41,94	0,30	0,18	0,35	8,63	0,36	0,21	0,42	10,39	
85	Любимівка 35/10 2Т	4,0	0,54	0,32	0,63	15,76	0,35	0,21	0,40	10,11	0,40	0,24	0,46	11,60	0,43	0,26	0,50	12,49	0,18	0,11	0,21	5,35	0,17	0,10	0,20	5,05	
86	Чорноморівка 35/10	2,5	0,51	0,31	0,59	23,79	0,42	0,25	0,49	19,51	0,90	0,54	1,05	41,88	0,90	0,54	1,05	41,88	0,10	0,06	0,12	4,76	0,09	0,05	0,11	4,27	
87	Богданівка 35/10	2,5	0,17	0,10	0,20	8,09	0,26	0,15	0,30	11,90	0,22	0,13	0,26	10,47	0,28	0,17	0,32	12,85	0,04	0,02	0,05	1,90	0,06	0,04	0,07	2,85	
88	Горностаївка 35/10	6,5	1,02	0,61	1,19	18,30	0,83	0,50	0,96	14,83	2,33	1,40	2,71	41,73	2,13	1,28	2,49	38,25	1,02	0,61	1,19	18,30	0,85	0,51	0,99	15,16	
89	Каїри 35/10	2,5	0,46	0,28	0,54	21,41	0,22	0,13	0,26	10,47	0,71	0,43	0,83	33,31	0,68	0,41	0,80	31,88	0,69	0,42	0,81	32,36	0,22	0,13	0,26	10,45	
90	Ольгіно 35/10	2,5	0,22	0,13	0,26	10,47	0,14	0,09	0,17	6,66	0,34	0,20	0,39	15,70	0,68	0,41	0,80	31,88	0,22	0,13	0,26	10,47	0,15	0,09	0,18	7,12	
91	Б.Благовіщенка 35/10	4,3	0,54	0,32	0,63	14,66	0,46	0,28	0,54	12,45	0,22	0,13	0,26	6,09	0,16	0,10	0,19	4,43	0,70	0,42	0,82	19,09	0,60	0,36	0,70	16,29	
92	Константинівка 35/10	5,0	0,56	0,34	0,65	13,09	0,48	0,29	0,56	11,18	0,62	0,37	0,73	14,51	0,64	0,39	0,75	14,99	0,18	0,11	0,21	4,28	0,24	0,15	0,28	5,70	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
Н.Каховські РЕМ																											
93	Качкарівська 35/10	2,5	0,45	0,27	0,52	20,94	0,40	0,24	0,46	18,56	0,48	0,29	0,56	22,37	0,56	0,34	0,65	26,17	0,45	0,27	0,52	20,94	0,40	0,24	0,46	18,52	
94	Софіївка 35/6 (зрош.)	4,0	0,05	0,03	0,06	1,49	0,05	0,03	0,06	1,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,03	0,06	1,49	0,05	0,03	0,06	1,48	
95	Космос 35/6 (зрош.)	8,0	0,02	0,01	0,02	0,30	0,02	0,01	0,02	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,01	0,02	0,30	0,02	0,01	0,02	0,30	
96	Н.Каїрська 35/10	1,0	0,22	0,13	0,26	26,17	0,19	0,12	0,23	22,60	0,19	0,12	0,23	22,60	0,20	0,12	0,24	23,79	0,22	0,13	0,26	26,17	0,19	0,12	0,23	22,56	
97	Суханівська 35/10 (зрош.)	1,6	0,08	0,05	0,10	5,95	0,05	0,03	0,06	3,72	0,06	0,04	0,07	4,46	0,08	0,05	0,10	5,95	0,08	0,05	0,10	5,95	0,05	0,03	0,06	3,71	
98	Н.Райська 35/10	5,0	0,64	0,39	0,75	14,99	0,56	0,34	0,65	13,09	0,71	0,43	0,83	16,66	0,88	0,53	1,02	20,46	0,64	0,39	0,75	14,99	0,56	0,34	0,65	13,06	
99	Зоря 35/10	11,2	2,17	1,30	2,53	22,63	2,15	1,29	2,51	22,41	3,59	2,15	4,19	37,39	3,91	2,34	4,56	40,68	1,83	1,10	2,13	19,01	1,93	1,16	2,26	20,14	
100	Високівська 35/10	6,5	0,14	0,09	0,17	2,56	0,34	0,20	0,39	6,04	0,32	0,19	0,37	5,67	0,32	0,19	0,37	5,67	0,11	0,07	0,13	2,01	0,26	0,16	0,31	4,75	

101	Зміївка 35/10	5,0	0,67	0,40	0,79	15,70	0,67	0,40	0,79	15,70	0,77	0,46	0,89	17,85	0,83	0,50	0,96	19,27	0,85	0,51	0,99	19,75	0,17	0,10	0,20	4,04
102	Львівська 35/10/6	5,0	0,53	0,32	0,62	12,37	0,39	0,23	0,45	9,04	0,64	0,39	0,75	14,99	0,73	0,44	0,86	17,13	0,43	0,26	0,50	9,99	0,31	0,18	0,36	7,12
103	Тягинська 35/10	1,6	0,40	0,24	0,46	29,00	0,39	0,23	0,45	28,26	0,53	0,32	0,62	38,66	0,56	0,34	0,65	40,90	0,32	0,19	0,37	23,05	0,31	0,18	0,36	22,26
104	Раківська 35/10	2,5	0,19	0,12	0,23	9,04	0,13	0,08	0,15	6,19	0,13	0,08	0,15	6,19	0,13	0,08	0,15	6,19	0,05	0,03	0,06	2,38	0,03	0,02	0,04	1,42
105	Кіровська 35/10	5,0	0,28	0,17	0,32	6,42	1,39	0,83	1,62	32,36	0,19	0,12	0,23	4,52	0,19	0,12	0,23	4,52	0,36	0,21	0,42	8,33	2,08	1,25	2,42	48,44
106	Козацька 35/10	5,0	1,22	0,73	1,43	28,55	1,22	0,73	1,43	28,55	1,34	0,80	1,56	31,17	1,45	0,87	1,69	33,79	1,03	0,62	1,20	24,03	1,10	0,66	1,28	25,65
107	Ч.Маяк 35/10	2,5	0,37	0,22	0,43	17,13	0,31	0,18	0,36	14,28	0,42	0,25	0,49	19,51	0,51	0,31	0,59	23,79	0,46	0,28	0,54	21,41	0,08	0,05	0,09	3,80
108	Костирка 35/10	1,8	0,19	0,12	0,23	12,56	0,11	0,07	0,13	7,27	0,09	0,06	0,11	5,95	0,09	0,06	0,11	5,95	0,24	0,15	0,29	15,86	0,03	0,02	0,04	1,98
109	Заріченська 35/10	2,5	0,51	0,31	0,59	23,79	0,45	0,27	0,52	20,94	0,49	0,29	0,57	22,84	0,40	0,24	0,46	18,56	0,41	0,24	0,48	19,04	0,36	0,21	0,42	16,62
110	Порт 35/10	12,6	1,00	0,60	1,17	9,25	1,19	0,72	1,39	11,05	1,19	0,72	1,39	11,05	1,50	0,90	1,75	13,88	0,80	0,48	0,93	7,36	0,96	0,57	1,12	8,86
111	Дніпряни 35/10	2,5	1,41	0,84	1,64	65,67	1,02	0,61	1,19	47,59	0,82	0,49	0,95	38,07	0,02	0,01	0,02	0,95	1,12	0,67	1,31	52,35	0,81	0,49	0,95	37,99
112	Щорса 35/10 1Т	16,0	5,41	3,24	6,31	39,41	5,19	3,12	6,06	37,85	6,65	3,99	7,76	48,48	7,28	4,37	8,49	53,09	4,29	2,58	5,01	31,30	4,14	2,49	4,83	30,20
113	Щорса 35/10/6 2Т,3Т	20,0	1,55	0,93	1,81	9,04	0,81	0,48	0,94	4,70	2,07	1,24	2,42	12,08	2,39	1,43	2,78	13,92	1,23	0,74	1,44	7,20	0,64	0,38	0,75	3,74
114	Основа 35/10	12,6	1,99	1,19	2,32	18,41	1,88	1,13	2,19	17,37	1,88	1,13	2,19	17,37	2,44	1,46	2,84	22,57	1,59	0,95	1,86	14,73	1,50	0,90	1,75	13,85
115	Таврійська 35/10	5,6	0,14	0,09	0,17	2,97	0,09	0,06	0,11	1,91	0,68	0,41	0,80	14,23	0,80	0,48	0,93	16,57	0,11	0,07	0,13	2,34	0,07	0,04	0,08	1,48
Новотроїцькі РЕМ																										
116	Громівка 35/10	6,5	0,82	0,49	0,95	14,64	0,85	0,51	0,99	15,19	1,04	0,62	1,21	18,67	0,82	0,49	0,95	14,64	0,41	0,24	0,48	7,32	1,39	0,84	1,63	25,03
117	Василівка 35/10	2,5	0,41	0,24	0,48	19,04	0,45	0,27	0,52	20,94	0,14	0,09	0,17	6,66	0,17	0,10	0,20	8,09	0,20	0,12	0,24	9,52	0,59	0,35	0,69	27,55
118	Н.Михайлівка 35/10	2,5	0,31	0,18	0,36	14,28	0,34	0,20	0,39	15,70	0,39	0,23	0,45	18,08	0,43	0,26	0,50	19,99	0,08	0,05	0,10	3,81	0,23	0,14	0,27	10,92
119	Отрадівка 35/10	1,6	0,26	0,15	0,30	18,59	0,32	0,19	0,37	23,05	0,56	0,34	0,65	40,90	0,67	0,40	0,79	49,07	0,26	0,15	0,30	18,59	0,32	0,19	0,37	23,00
120	Подове 35/10	5,0	0,42	0,25	0,49	9,76	0,48	0,29	0,56	11,18	0,53	0,32	0,62	12,37	0,56	0,34	0,65	13,09	0,10	0,06	0,12	2,38	0,11	0,07	0,13	2,61
121	Попелак 35/10	2,5	0,22	0,13	0,26	10,47	0,26	0,15	0,30	11,90	0,26	0,15	0,30	11,90	0,23	0,14	0,27	10,95	0,06	0,04	0,07	2,86	0,01	0,01	0,01	0,47
122	Сиваши 35/10	6,5	0,74	0,45	0,87	13,36	0,71	0,43	0,83	12,81	0,99	0,59	1,15	17,75	1,62	0,97	1,89	29,10	0,74	0,45	0,87	13,36	0,71	0,43	0,83	12,79
123	Федорівка 35/10	5,0	0,28	0,17	0,32	6,42	0,35	0,21	0,40	8,09	0,32	0,19	0,37	7,38	0,35	0,21	0,40	8,09	0,36	0,21	0,42	8,33	0,69	0,42	0,81	16,15
124	Чкалове 35/10	6,5	0,82	0,49	0,95	14,64	0,88	0,53	1,02	15,74	1,34	0,80	1,56	23,98	1,37	0,82	1,59	24,53	1,08	0,65	1,26	19,40	1,75	1,05	2,04	31,42
Скадовські РЕМ																										
125	Скадовська 35/10	20,0	4,27	2,56	4,98	24,92	4,08	2,45	4,76	23,79	6,52	3,91	7,60	38,01	6,91	4,14	8,05	40,27	4,10	2,46	4,78	23,91	3,91	2,35	4,56	22,80
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
126	Приморська 35/10	6,5	0,32	0,19	0,37	5,67	0,28	0,17	0,32	4,94	0,32	0,19	0,37	5,67	0,28	0,17	0,32	4,94	0,30	0,18	0,35	5,31	0,25	0,15	0,30	4,57
127	Грушівка 35/10	4,1	0,22	0,13	0,26	6,38	0,17	0,10	0,20	4,93	0,34	0,20	0,39	9,58	0,37	0,22	0,43	10,45	0,21	0,13	0,25	6,09	0,16	0,10	0,19	4,63
128	Таврія 35/10	6,5	0,28	0,17	0,32	4,94	0,22	0,13	0,26	4,03	0,26	0,15	0,30	4,58	0,34	0,20	0,39	6,04	0,26	0,15	0,30	4,58	0,21	0,13	0,25	3,84
129	Н.Миколаївка 35/10	6,5	0,32	0,19	0,37	5,67	0,26	0,15	0,30	4,58	0,42	0,25	0,49	7,50	0,40	0,24	0,46	7,14	0,22	0,13	0,26	4,03	0,18	0,11	0,21	3,29
130	Красна 35/10	8,0	0,62	0,37	0,73	9,07	0,65	0,39	0,76	9,52	0,48	0,29	0,56	6,99	0,62	0,37	0,73	9,07	0,44	0,26	0,51	6,39	0,47	0,28	0,55	6,83
131	Н.Російська 35/10	5,0	0,31	0,18	0,36	7,14	0,23	0,14	0,27	5,47	0,36	0,21	0,42	8,33	0,62	0,37	0,73	14,51	0,22	0,13	0,26	5,23	0,17	0,10	0,20	4,04
132	Молодіжна 35/10	10,3	1,70	1,02	1,99	19,29	1,39	0,83	1,62	15,71	1,41	0,84	1,64	15,94	1,39	0,83	1,62	15,71	1,22	0,73	1,43	13,86	1,00	0,60	1,16	11,30
133	Михайлівка 35/10	2,5	0,28	0,17	0,32	12,85	0,23	0,14	0,27	10,95	0,34	0,20	0,39	15,70	0,35	0,21	0,40	16,18	0,19	0,12	0,23	9,04	0,17	0,10	0,20	8,07
134	Птахівка 35/10	2,5	0,37	0,22	0,43	17,13	0,31	0,18	0,36	14,28	0,42	0,25	0,49	19,51	0,48	0,29	0,56	22,37	0,46	0,28	0,54	21,41	0,42	0,25	0,49	19,47
135	Берегова 35/10	5,0	0,23	0,14	0,27	5,47	0,22	0,13	0,26	5,23	0,23	0,14	0,27	5,47	0,23	0,14	0,27	5,47	0,22	0,13	0,26	5,23	0,21	0,13	0,25	4,99

136	Морська 35/10	6,5	0,01	0,01	0,01	0,18	0,01	0,01	0,01	0,18	0,03	0,02	0,04	0,55	0,03	0,02	0,04	0,55	0,01	0,01	0,02	0,27	0,01	0,01	0,01	0,18	
137	Широка 35/10	2,5	0,49	0,29	0,57	22,84	0,49	0,29	0,57	22,84	0,48	0,29	0,56	22,37	0,49	0,29	0,57	22,84	0,73	0,44	0,86	34,26	0,49	0,29	0,57	22,80	
Олешківські РЕМ																											
138	Лісна 35/10	10,3	2,75	1,65	3,21	31,19	2,66	1,60	3,11	30,15	2,95	1,77	3,44	33,38	4,54	2,72	5,29	51,40	2,42	1,45	2,82	27,37	2,33	1,40	2,72	26,40	
139	Б.Копані 35/10	6,5	1,88	1,13	2,19	33,68	1,51	0,91	1,76	27,09	1,47	0,88	1,71	26,36	1,51	0,91	1,76	27,09	1,41	0,84	1,64	25,26	1,13	0,68	1,32	20,28	
140	Подокалинівка 35/10	1,6	0,60	0,36	0,70	43,87	0,49	0,29	0,57	35,69	0,48	0,29	0,56	34,95	0,54	0,32	0,63	39,41	0,49	0,29	0,57	35,69	0,66	0,40	0,77	48,23	
141	Тарасівка 35/10	3,5	0,88	0,53	1,02	29,23	0,57	0,34	0,67	19,04	0,48	0,29	0,56	15,98	0,60	0,36	0,70	20,05	0,72	0,43	0,84	24,13	0,77	0,46	0,90	25,78	
142	Брилівка 35/10	8,0	0,49	0,29	0,57	7,14	0,70	0,42	0,82	10,26	0,88	0,53	1,02	12,79	1,00	0,60	1,17	14,57	0,41	0,24	0,48	5,95	0,95	0,57	1,10	13,80	
143	Н.Маячка 35/10	8,0	1,61	0,97	1,88	23,50	1,79	1,07	2,08	26,02	1,78	1,07	2,07	25,88	2,07	1,24	2,42	30,19	1,32	0,79	1,53	19,18	2,42	1,45	2,83	35,32	
144	Ст.Маячка 35/10	2,5	0,83	0,50	0,96	38,55	0,64	0,39	0,75	29,98	0,35	0,21	0,40	16,18	0,64	0,39	0,75	29,98	0,67	0,40	0,79	31,41	0,87	0,52	1,01	40,37	
145	Костогризівка 35/10	3,2	0,48	0,29	0,56	17,47	0,20	0,12	0,24	7,44	0,32	0,19	0,37	11,53	0,28	0,17	0,32	10,04	0,32	0,19	0,37	11,53	0,17	0,10	0,20	6,31	
146	К.Лагері 35/10	5,0	1,55	0,93	1,81	36,17	0,67	0,40	0,79	15,70	0,97	0,58	1,13	22,60	1,28	0,77	1,49	29,74	2,45	1,47	2,86	57,11	1,06	0,64	1,23	24,70	
147	Раденська 35/10	2,5	0,96	0,58	1,12	44,73	0,88	0,53	1,02	40,93	1,07	0,64	1,25	49,97	1,05	0,63	1,23	49,02	0,72	0,43	0,84	33,79	0,66	0,40	0,77	30,87	
Чаплинські РЕМ																											
148	Чаплинка 35/10	15,9	2,10	1,26	2,45	15,41	2,35	1,41	2,74	17,21	2,94	1,76	3,43	21,55	3,60	2,16	4,20	26,41	2,62	1,57	3,06	19,23	3,23	1,94	3,76	23,67	
149	Григорівка 35/10	5,0	0,80	0,48	0,93	18,56	0,73	0,44	0,86	17,13	0,71	0,43	0,83	16,66	0,93	0,56	1,08	21,65	0,77	0,46	0,89	17,85	0,71	0,43	0,83	16,62	
150	Асканія Нова 35/10	8,0	0,73	0,44	0,86	10,71	0,82	0,49	0,95	11,90	0,93	0,56	1,08	13,53	1,04	0,62	1,21	15,17	0,53	0,32	0,62	7,73	0,41	0,24	0,47	5,94	
151	К.Володимирівка 35/10	8,0	1,30	0,78	1,51	18,89	0,82	0,49	0,95	11,90	0,40	0,24	0,46	5,80	0,52	0,31	0,61	7,58	0,43	0,26	0,50	6,25	0,26	0,16	0,31	3,86	
152	Шевченко 35/10	1,8	0,43	0,26	0,50	27,76	0,39	0,23	0,45	25,12	0,39	0,23	0,45	25,12	0,46	0,28	0,54	29,74	0,37	0,22	0,43	23,79	0,19	0,12	0,23	12,53	
153	Балтазарівка 35/10	2,5	0,39	0,23	0,45	18,08	0,28	0,17	0,32	12,85	0,37	0,22	0,43	17,13	0,46	0,28	0,54	21,41	0,48	0,29	0,56	22,37	0,38	0,23	0,44	17,57	
154	Хрестівка 35/10	2,5	0,97	0,58	1,13	45,21	0,67	0,40	0,79	31,41	0,54	0,32	0,63	25,22	0,31	0,18	0,36	14,28	0,84	0,50	0,98	39,02	0,34	0,20	0,39	15,67	
155	Хлібодарівка 35/10	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
156	Строганівка 35/10	2,5	0,37	0,22	0,43	17,13	0,34	0,20	0,39	15,70	0,35	0,21	0,40	16,18	0,53	0,32	0,62	24,75	0,33	0,20	0,38	15,23	0,30	0,18	0,34	13,77	
157	Маркєєво 35/10	1,6	0,05	0,03	0,06	3,72	0,06	0,04	0,07	4,46	0,06	0,04	0,07	4,46	0,08	0,05	0,10	5,95	0,07	0,04	0,08	5,20	0,12	0,07	0,14	8,90	
158	Каланчак 35/10	12,6	1,92	1,15	2,24	17,75	1,88	1,13	2,19	17,37	2,65	1,59	3,09	24,55	3,09	1,85	3,60	28,61	1,61	0,97	1,88	14,92	0,32	0,19	0,37	2,92	
159	Привілля 35/10	2,5	1,07	0,64	1,25	49,97	0,77	0,46	0,89	35,69	0,48	0,29	0,56	22,37	0,00	0,00	0,00	0,00	1,33	0,80	1,55	61,86	1,27	0,76	1,48	59,37	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
160	Ключева 35/10	2,5	0,42	0,25	0,49	19,51	0,45	0,27	0,52	20,94	0,64	0,39	0,75	29,98	0,80	0,48	0,93	37,12	0,52	0,31	0,61	24,27	0,74	0,45	0,87	34,67	
161	Н.Київка 35/10	1,8	0,26	0,15	0,30	16,52	0,22	0,13	0,26	14,54	0,23	0,14	0,27	15,20	0,27	0,16	0,32	17,61	0,32	0,19	0,37	20,49	0,31	0,18	0,36	19,79	
162	Ч.Чабан 35/10	2,5	0,23	0,14	0,27	10,95	0,26	0,15	0,30	11,90	0,33	0,20	0,38	15,23	0,29	0,17	0,33	13,32	0,29	0,17	0,33	13,32	0,43	0,26	0,50	19,95	
163	Мирна 35/10	8,1	0,37	0,22	0,43	5,29	0,37	0,22	0,43	5,29	0,28	0,17	0,32	3,97	0,53	0,32	0,62	7,64	0,31	0,18	0,36	4,41	0,06	0,04	0,07	0,88	
Херсонські РЕМ																											
164	Комсомольська 35/6 1Т	16,0	6,09	3,65	7,10	44,39	5,63	3,38	6,57	41,04	9,07	5,44	10,58	66,10	9,21	5,53	10,74	67,14	4,68	2,81	5,46	34,13	4,33	2,60	5,05	31,54	
165	Комсомольська 35/6 2Т	16,0	4,72	2,83	5,51	34,43	4,33	2,60	5,04	31,53	7,99	4,79	9,32	58,22	7,32	4,39	8,54	53,39	3,64	2,19	4,25	26,54	3,32	1,99	3,87	24,19	
166	Бетонверф 35/6 1Т	6,3	0,30	0,18	0,35	5,48	0,23	0,14	0,27	4,34	1,13	0,68	1,32	20,96	0,87	0,52	1,01	16,05	0,30	0,18	0,35	5,48	0,20	0,12	0,24	3,77	
167	Бетонверф 35/6 2Т	6,3	0,48	0,29	0,56	8,88	0,21	0,13	0,25	3,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,48	0,29	0,56	8,88	0,18	0,11	0,21	3,39	
168	Кіндійська 35/6	20,0	3,71	2,23	4,33	21,65	3,07	1,84	3,58	17,90	2,70	1,62	3,15	15,76	2,75	1,65	3,21	16,06	2,60	1,56	3,03	15,17	2,14	1,28	2,49	12,47	

169	Консервна 35/6 1Т	7,5	1,90	1,14	2,21	29,50	1,47	0,88	1,71	22,84	3,00	1,80	3,50	46,62	2,89	1,73	3,37	44,90	1,46	0,88	1,70	22,68	1,13	0,68	1,32	17,57
170	Консервна 35/6 2Т	10,0	0,82	0,49	0,95	9,52	0,56	0,34	0,65	6,54	4,03	2,42	4,70	46,99	4,49	2,69	5,23	52,35	2,53	1,52	2,95	29,50	1,74	1,04	2,03	20,30
171	Оч.Спорудт 35/6 1Т	10,0	0,65	0,39	0,76	7,61	0,86	0,51	1,00	9,99	0,48	0,29	0,56	5,59	0,55	0,33	0,64	6,42	0,52	0,31	0,61	6,07	0,67	0,40	0,78	7,84
172	Оч.Споруди 35/6 2Т	10,0	1,49	0,89	1,74	17,37	1,94	1,16	2,26	22,60	2,92	1,75	3,40	34,03	3,25	1,95	3,80	37,95	0,97	0,58	1,13	11,30	1,26	0,76	1,47	14,72
173	Текстильна 35/6 1Т	16,0	6,48	3,89	7,55	47,22	6,80	4,08	7,94	49,60	6,28	3,77	7,33	45,80	6,26	3,76	7,30	45,65	4,98	2,99	5,81	36,29	5,22	3,13	6,09	38,07
174	Текстильна 35/6 2Т	16,0	3,39	2,03	3,95	24,69	3,61	2,17	4,21	26,32	5,74	3,45	6,70	41,86	5,35	3,21	6,23	38,96	2,61	1,57	3,05	19,04	2,78	1,67	3,24	20,26
175	Дзержинська 35/6 1Т	16,0	1,52	0,91	1,77	11,08	1,41	0,84	1,64	10,26	1,64	0,99	1,92	11,97	1,64	0,99	1,92	11,97	1,15	0,69	1,34	8,40	1,06	0,64	1,23	7,72
176	Дзержинська 35/6 2Т	16,0	1,41	0,84	1,64	10,26	0,79	0,47	0,92	5,73	1,32	0,79	1,53	9,59	1,12	0,67	1,31	8,18	1,55	0,93	1,81	11,30	1,56	0,93	1,82	11,35
177	Заводська 35/6 1Т	16,0	2,67	1,60	3,12	19,48	2,41	1,44	2,81	17,55	4,00	2,40	4,66	29,15	3,92	2,35	4,57	28,55	3,42	2,05	3,99	24,91	3,29	1,97	3,84	23,97
178	Заводська 35/6 2Т	16,0	1,16	0,70	1,36	8,48	1,52	0,91	1,77	11,08	1,29	0,77	1,50	9,37	1,59	0,95	1,86	11,60	1,39	0,83	1,62	10,11	1,62	0,97	1,89	11,80
179	Будівельна 35/6 1Т	7,5	1,34	0,80	1,56	20,78	1,25	0,75	1,46	19,51	2,21	1,33	2,58	34,42	2,47	1,48	2,88	38,39	1,21	0,73	1,42	18,88	1,14	0,68	1,33	17,73
180	Будівельна 35/6 2Т	6,3	0,87	0,52	1,01	16,05	0,90	0,54	1,05	16,62	2,86	1,71	3,33	52,88	2,96	1,78	3,45	54,76	0,70	0,42	0,82	13,03	0,72	0,43	0,84	13,38
181	Дніпровська 35/6 1Т	16,0	3,06	1,84	3,57	22,31	2,77	1,66	3,24	20,22	3,34	2,00	3,89	24,31	3,64	2,19	4,25	26,54	3,92	2,35	4,57	28,55	3,79	2,27	4,42	27,61
182	Дніпровська 35/6 2Т	16,0	2,32	1,39	2,70	16,88	1,60	0,96	1,87	11,67	4,78	2,87	5,58	34,87	4,33	2,60	5,04	31,53	1,78	1,07	2,07	12,94	1,65	0,99	1,92	12,03
183	Кошова 35/6 1Т	6,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
184	Кошова 35/6 2Т	6,3	2,48	1,49	2,89	45,89	2,92	1,75	3,40	54,01	4,03	2,42	4,70	74,59	4,24	2,55	4,95	78,56	2,79	1,67	3,25	51,55	3,23	1,94	3,76	59,74
185	Острівна 35/6 1Т	10,0	2,22	1,33	2,59	25,94	2,05	1,23	2,39	23,91	3,01	1,81	3,51	35,10	2,86	1,71	3,33	33,31	2,22	1,33	2,59	25,94	1,79	1,08	2,09	20,90
186	Острівна 35/6 2Т	10,0	0,07	0,04	0,08	0,83	0,07	0,04	0,08	0,83	0,53	0,32	0,62	6,19	0,58	0,35	0,68	6,78	0,07	0,04	0,08	0,83	0,06	0,04	0,07	0,71
187	Північна 35/10 1Т	10,0	3,51	2,11	4,09	40,93	3,19	1,92	3,72	37,24	2,49	1,49	2,90	29,03	2,58	1,55	3,01	30,10	3,19	1,92	3,72	37,24	2,89	1,73	3,37	33,72
188	Північна 35/10 2Т	16,0	2,83	1,70	3,30	20,60	3,90	2,34	4,54	28,40	3,24	1,95	3,78	23,65	3,40	2,04	3,96	24,76	2,29	1,37	2,66	16,66	3,15	1,89	3,67	22,93
189	ТОК 35/10 1Т	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
190	ТОК 35/10 2Т	4,0	0,48	0,29	0,56	13,98	0,48	0,29	0,56	13,98	0,64	0,39	0,75	18,74	0,64	0,39	0,75	18,74	0,32	0,19	0,37	9,22	0,32	0,19	0,37	9,20
191	Сонячна 35/10	2,5	0,16	0,10	0,19	7,61	0,11	0,07	0,13	5,23	0,23	0,14	0,27	10,95	0,23	0,14	0,27	10,95	0,14	0,09	0,17	6,66	0,10	0,06	0,12	4,75
192	Сухарна 35/10 1Т	10,0	2,72	1,63	3,18	31,76	3,28	1,97	3,83	38,31	5,42	3,25	6,32	63,17	6,21	3,73	7,25	72,45	2,06	1,24	2,40	24,03	2,45	1,47	2,86	28,61
193	Сухарна 35/10 2Т	10,0	0,99	0,59	1,15	11,54	1,05	0,63	1,23	12,25	1,15	0,69	1,34	13,44	1,61	0,97	1,88	18,80	1,11	0,67	1,30	12,97	1,16	0,70	1,35	13,54
194	Камишани 35/10 1Т	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
195	Камишани 35/10 2Т	4,0	0,37	0,22	0,43	10,71	0,64	0,39	0,75	18,74	0,75	0,45	0,88	22,01	0,77	0,46	0,89	22,31	0,29	0,17	0,33	8,33	0,51	0,31	0,59	14,84
196	МВС 35/10 1Т	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	1,36	0,81	1,58	39,56	0,00	0,00	0,00	0,00	2,23	1,34	2,61	65,14	0,10	0,06	0,12	2,97	0,23	0,14	0,27	6,83
197	МВС 35/10 2Т	4,0	1,04	0,62	1,21	30,34	0,00	0,00	0,00	0,00	1,84	1,10	2,14	53,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
198	Антонівська 35/10 1Т	1,0	0,17	0,10	0,20	20,22	0,20	0,12	0,24	23,79	0,02	0,01	0,02	2,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,07	0,14	14,28	0,14	0,09	0,17	16,62
199	Антонівська 35/6 2Т	4,0	0,58	0,35	0,68	16,95	0,87	0,52	1,01	25,28	0,66	0,40	0,77	19,33	0,56	0,34	0,65	16,36	0,41	0,24	0,48	11,90	0,61	0,37	0,71	17,81
200	Білозерка 35/10	14,0	2,23	1,34	2,61	18,61	1,67	1,00	1,95	13,94	2,52	1,51	2,94	20,99	2,02	1,21	2,36	16,83	1,76	1,06	2,06	14,70	1,31	0,79	1,53	10,94
201	Прогрес 35/10	2,5	0,56	0,34	0,65	26,17	0,45	0,27	0,52	20,94	0,20	0,12	0,24	9,52	0,28	0,17	0,32	12,85	0,44	0,26	0,51	20,46	0,36	0,21	0,42	16,62
202	Ш.Балка 35/10 1Т	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
203	Ш.Балка 35/10 2Т	2,5	0,90	0,54	1,05	41,88	0,64	0,39	0,75	29,98	0,64	0,39	0,75	29,98	0,48	0,29	0,56	22,37	0,82	0,49	0,95	38,07	0,58	0,35	0,68	27,07
204	Радянська 35/10 1Т	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

205	Радянська 35/10 2Т	2,5	0,39	0,23	0,45	18,08	0,35	0,21	0,40	16,18	0,35	0,21	0,40	16,18	0,43	0,26	0,50	19,99	0,36	0,21	0,42	16,66	0,32	0,19	0,37	14,72
206	Чернобаївка 35/10	8,0	0,88	0,53	1,02	12,79	0,80	0,48	0,93	11,60	2,21	1,33	2,58	32,27	2,04	1,22	2,38	29,74	0,79	0,47	0,92	11,45	0,70	0,42	0,82	10,24
207	Дар'ївська 35/10 1Т	4,0	1,59	0,95	1,86	46,40	1,51	0,91	1,76	44,02	1,92	1,15	2,24	55,92	1,92	1,15	2,24	55,92	2,06	1,24	2,40	60,08	2,26	1,36	2,64	65,90
208	Дар'ївська 35/10 2Т	3,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
209	Станіслав 35/10	6,3	1,19	0,72	1,39	22,09	0,96	0,58	1,12	17,75	0,71	0,43	0,83	13,22	0,60	0,36	0,70	11,14	1,08	0,65	1,26	20,02	0,87	0,52	1,01	16,02
210	Олександрівка 35/10	2,5	0,45	0,27	0,52	20,94	0,35	0,21	0,40	16,18	0,32	0,19	0,37	14,75	0,28	0,17	0,32	12,85	0,41	0,24	0,48	19,04	0,31	0,18	0,36	14,25
211	Токарівка 35/10	6,5	0,53	0,32	0,62	9,52	0,57	0,34	0,67	10,25	0,74	0,45	0,87	13,36	0,83	0,50	0,96	14,83	0,48	0,29	0,56	8,60	0,52	0,31	0,61	9,32
212	Інгулецька 35/10	4,0	0,23	0,14	0,27	6,84	0,20	0,12	0,24	5,95	0,64	0,39	0,75	18,74	0,32	0,19	0,37	9,22	0,31	0,18	0,36	8,92	0,31	0,18	0,36	8,90
213	Східна 35/10	12,6	1,19	0,72	1,39	11,05	0,71	0,43	0,83	6,61	1,00	0,60	1,17	9,25	0,85	0,51	0,99	7,84	1,06	0,64	1,24	9,82	0,63	0,38	0,74	5,84
214	Киселівка 35/10	2,5	0,88	0,53	1,02	40,93	0,64	0,39	0,75	29,98	0,56	0,34	0,65	26,17	0,45	0,27	0,52	20,94	0,78	0,47	0,90	36,17	0,57	0,34	0,66	26,60
215	Правдинно 35/10	2,5	0,53	0,32	0,62	24,75	0,40	0,24	0,46	18,56	0,39	0,23	0,45	18,08	0,28	0,17	0,32	12,85	0,48	0,29	0,56	22,37	0,36	0,21	0,42	16,62
216	Торгова 35/10	4,0	1,44	0,86	1,68	41,94	1,28	0,77	1,49	37,18	2,15	1,29	2,51	62,76	1,84	1,10	2,14	53,54	1,28	0,77	1,49	37,18	1,13	0,68	1,32	32,95
217	Г.Велетень 35/10 1Т	2,5	1,51	0,91	1,76	70,43	1,16	0,70	1,36	54,25	1,19	0,72	1,39	55,68	0,96	0,58	1,12	44,73	1,19	0,72	1,39	55,68	0,92	0,55	1,07	42,74
218	Г.Велетень 35/10 2Т	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
219	Садове 35/10	2,5	0,26	0,15	0,30	11,90	0,23	0,14	0,27	10,95	0,53	0,32	0,62	24,75	0,48	0,29	0,56	22,37	0,18	0,11	0,21	8,57	0,16	0,10	0,19	7,60
220	Батумська 35/10	2,5	0,71	0,43	0,83	33,31	0,56	0,34	0,65	26,17	0,37	0,22	0,43	17,13	0,29	0,17	0,33	13,32	0,56	0,34	0,65	26,17	0,44	0,26	0,51	20,42
221	Музиківська 35/10	2,5	0,96	0,58	1,12	44,73	0,80	0,48	0,93	37,12	0,71	0,43	0,83	33,31	0,64	0,39	0,75	29,98	0,86	0,51	1,00	39,97	0,70	0,42	0,82	32,77

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
8	ПС 150/10/10 Комунальна	заг.	64,0	5,61	3,36	6,54	10,22	6,65	3,99	7,75	12,12	8,61	5,17	10,04	15,69	10,47	6,28	12,21	19,07	9,89	5,94	11,54	18,03	12,28	7,37	14,32	22,38	5,02	3,01	5,86	9,15
	ПС 150/10/10 Комунальна	1сш10		2,24	1,34	2,61		3,13	1,88	3,65		3,90	2,34	4,54		4,61	2,77	5,38		4,96	2,98	5,79		1,04	0,62	1,21		2,92	1,75	3,41	
	ПС 150/10/10 Комунальна	3сш10		0,16	0,10	0,19		0,16	0,10	0,19		0,16	0,10	0,19		0,41	0,25	0,48		0,24	0,14	0,27		5,57	3,34	6,49		0,10	0,06	0,12	
	ПС 150/10/10 Комунальна	2сш10		1,28	0,77	1,49		0,88	0,53	1,03		1,36	0,82	1,59		1,86	1,11	2,16		1,49	0,89	1,73		4,24	2,55	4,95		0,77	0,46	0,90	
	ПС 150/10/10 Комунальна	4сш10		1,93	1,16	2,25		2,48	1,49	2,89		3,19	1,91	3,72		3,59	2,15	4,18		3,21	1,93	3,74		1,44	0,86	1,67		1,23	0,74	1,43	
9	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	заг.	50,0	9,70	5,82	11,31	22,62	8,27	4,96	9,64	19,28	8,41	5,04	9,80	19,61	4,14	2,48	4,83	9,66	5,82	3,49	6,78	13,57	4,61	2,77	5,38	10,76	6,13	3,68	7,15	14,30
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 1Г		0,76	0,45	0,88		1,79	1,07	2,08		1,36	0,82	1,59		0,93	0,56	1,08		1,35	0,81	1,58		2,12	1,27	2,47		3,45	2,07	4,03	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 1Г		0,47	0,28	0,55		1,00	0,60	1,17		1,13	0,68	1,32		1,01	0,61	1,18		2,01	1,21	2,34		0,92	0,55	1,08		1,67	1,00	1,95	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 2Г		3,62	2,17	4,22		5,01	3,01	5,85		5,34	3,20	6,23		0,94	0,56	1,10		1,30	0,78	1,52		1,28	0,77	1,49		1,00	0,60	1,17	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 2Г		0,26	0,15	0,30		0,46	0,28	0,54		0,57	0,34	0,67		1,26	0,76	1,47		1,15	0,69	1,34		0,29	0,17	0,33		0,00	0,00	0,00	
10	ПС 150/35/10 Н.Тимофіївка	заг.	80,0	17,72	10,63	20,66	25,83	21,70	13,02	25,31	31,64	20,81	12,49	24,27	30,34	5,07	3,04	5,92	7,40	6,08	3,65	7,09	8,86	3,34	2,01	3,90	4,87	4,18	2,51	4,88	6,10
	ПС 150/35/10 Н.Тимофіївка	35 1Г		9,64	5,78	11,24		13,12	7,87	15,30		13,94	8,37	16,26		4,46	2,68	5,20		5,35	3,21	6,24		2,61	1,57	3,05		3,34	2,01	3,90	
	ПС 150/35/10 Н.Тимофіївка	35 2Г		8,08	4,85	9,42		8,58	5,15	10,01		6,87	4,12	8,01		0,62	0,37	0,72		0,73	0,44	0,85		0,73	0,44	0,85		0,84	0,50	0,98	
11	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	заг.	65,0	10,59	6,35	12,35	19,00	18,01	10,81	21,01	32,32	16,89	10,13	19,69	30,30	10,74	6,45	12,53	19,28	12,59	7,55	14,68	22,59	4,88	2,93	5,69	8,76	6,97	4,18	8,13	12,51
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	35 1Г		2,51	1,51	2,93		9,91	5,95	11,56		9,75	5,85	11,37		4,72	2,83	5,50		5,29	3,17	6,17		2,34	1,40	2,73		3,18	1,91	3,71	
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	10 1Г		0,48	0,29	0,56		0,32	0,19	0,37		0,40	0,24	0,47		1,03	0,62	1,20		0,82	0,49	0,96		1,60	0,96	1,87		2,56	1,54	2,99	
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	35 2Г		5,84	3,51	6,82		5,85	3,51	6,83		4,60	2,76	5,37		1,13	0,68	1,32		1,72	1,03	2,01		0,94	0,57	1,10		1,23	0,74	1,43	
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	10 2Г		1,75	1,05	2,04		1,93	1,16	2,25		2,13	1,28	2,49		3,88	2,33	4,52		4,76	2,85	5,55		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
12	ПС 150/35/6 Микільська	заг.	32,0	2,69	1,61	3,13	9,79	4,51	2,71	5,26	16,44	5,92	3,55	6,90	21,56	6,97	4,18	8,13	25,41	6,40	3,84	7,46	23,31	6,15	3,69	7,17	22,42	5,85	3,51	6,83	21,33
	ПС 150/35/6 Микільська	35 1Г		0,55	0,33	0,65		2,01	1,21	2,34		3,20	1,92	3,73		2,68	1,61	3,12		2,84	1,70	3,31		2,84	1,70	3,31		3,46	2,07	4,03	
	ПС 150/35/6 Микільська	6 1Г		1,86	1,11	2,16		1,97	1,18	2,30		2,05	1,23	2,39		4,02	2,41	4,69		2,61	1,57	3,05		1,77	1,06	2,07		1,78	1,07	2,08	
	ПС 150/35/6 Микільська	35 2Г		0,28	0,17	0,32		0,53	0,32	0,62		0,67	0,40	0,78		0,28	0,17	0,32		0,94	0,57	1,10		1,54	0,92	1,79		0,62	0,37	0,72	
	ПС 150/35/6 Микільська	6 2Г		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
13	ПС 150/35/10 Нова	заг.	25,0	11,38	6,83	13,27	53,09	16,30	9,78	19,01	76,04	13,15	7,89	15,34	61,36	5,81	3,49	6,78	27,12	6,30	3,78	7,35	29,41	6,25	3,75	7,29	29,17	5,54	3,32	6,46	25,83
14	ПС 150/35/10 П.Покровська	заг.	80,0	10,82	6,49	12,61	15,77	16,19	9,71	18,88	23,60	17,59	10,56	20,52	25,65	16,56	9,93	19,31	24,14	20,25	12,15	23,61	29,52	39,43	23,66	45,98	57,48	17,27	10,36	20,13	25,17
	ПС 150/35/10 П.Покровська	35 1Г		1,67	1,00	1,95		2,17	1,30	2,53		3,07	1,84	3,57		2,00	1,20	2,33		2,56	1,54	2,99		10,28	6,17	11,99		2,79	1,67	3,25	
	ПС 150/35/10 П.Покровська	10 1Г		0,09	0,06	0,11		0,14	0,09	0,17		0,19	0,12	0,23		0,26	0,15	0,30		0,33	0,20	0,38		0,05	0,03	0,06		0,19	0,12	0,23	
	ПС 150/35/10 П.Покровська	35 2Г		8,91	5,35	10,39		13,64	8,18	15,90		14,05	8,43	16,38		13,84	8,30	16,14		16,81	10,09	19,61		28,81	17,29	33,60		14,05	8,43	16,38	
	ПС 150/35/10 П.Покровська	10 2Г		0,14	0,09	0,17		0,24	0,14	0,27		0,29	0,17	0,33		0,46	0,28	0,54		0,54	0,33	0,63		0,29	0,17	0,33		0,24	0,14	0,27	
15	ПС 150/35/10 Промбаза	заг.	50,0	9,57	5,74	11,16	22,31	14,12	8,47	16,46	32,93	12,90	7,74	15,04	30,08	17,48	10,49	20,39	40,77	16,40	9,84	19,13	38,26	17,18	10,31	20,04	40,08	12,37	7,42	14,43	28,86
	ПС 150/35/10 Промбаза	35 1Г		7,02	4,21	8,19		8,13	4,88	9,48		7,18	4,31	8,37		7,74	4,64	9,03		7,07	4,24	8,25		6,96	4,18	8,12		7,19	4,31	8,38	
	ПС 150/35/10 Промбаза	10 1Г		0,00	0,00	0,00		1,28	0,77	1,49		1,23	0,74	1,43		2,29	1,37	2,66		1,79	1,08	2,09		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
	ПС 150/35/10 Промбаза	35 2Г		1,11	0,66	1,29		1,51	0,90	1,76		1,67	1,00	1,95		4,51	2,71	5,26		4,20	2,52	4,90		2,01	1,21	2,34		2,11	1,27	2,46	
	ПС 150/35/10 Промбаза	10 2Г		1,44	0,86	1,67		3,20	1,92	3,73		2,82	1,69	3,29		2,95	1,77	3,44		3,33	2,00	3,89		8,21	4,93	9,58		3,08	1,85	3,59	
16	ПС 150/35/10 Промислова	заг.	126,0	7,42	4,45	8,65	6,87	13,01	7,81	15,17	12,04	14,33	8,60	16,72	13,27	19,99	12,00	23,31	18,50	21,03	12,62	24,52	19,46	18,24	10,94	21,27	16,88	19,54	11,72	22,79	18,09
	ПС 150/35/10 Промислова	35 1Г		5,96	3,57	6,95		9,52	5,71	11,11		10,77	6,46	12,55		14,46	8,67	16,86		15,28	9,17	17,82		11,81	7,09	13,77		13,48	8,09	15,72	
	ПС 150/35/10 Промислова	10 1Г		0,91	0,55	1,07		1,85	1,11	2,15		1,70	1,02	1,98		1,33	0,80	1,55		1,34	0,81	1,57		1,20	0,72	1,40		1,36	0,82	1,59	
	ПС 150/35/10 Промислова	35 2Г		0,39	0,23	0,45		1,23	0,74	1,43		0,84	0,50	0,98		2,87	1,72	3,35		3,02	1,81	3,53		4,51	2,71	5,26		3,90	2,34	4,54	
	ПС 150/35/10 Промислова	10 2Г		0,16	0,10	0,19		0,41	0,25	0,48		1,03	0,62	1,20		1,33	0,80	1,55		1,38	0,83	1,61		0,72	0,43	0,84		0,80	0,48	0,93	
17	ПС 150/35/10 Рубанівка	заг.	50,0	4,49	2,69	5,24	10,47	9,18	5,51	10,71	21,42	8,28	4,97	9,66	19,32	11,41	6,85	13,69	14,69	13,03	7,82	15,20	30,39	12,29	7,38	14,34	28,67	7,93	4,76	9,24	18,48
	ПС 150/35/10 Рубанівка	35																													

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
18	ПС 150/35/10 Трифонівка	заг.	40,0	3,11	1,86	3,62	9,06	4,75	2,85	5,54	13,84	5,56	3,33	6,48	16,20	5,74	3,44	6,70	16,74	6,75	4,05	7,87	19,67	7,83	4,70	9,13	22,84	5,25	3,15	6,12	15,30
	ПС 150/35/10 Трифонівка	35 1Т		2,87	1,72	3,35		4,27	2,56	4,97		5,07	3,04	5,92		5,33	3,20	6,22		6,25	3,75	7,29		6,96	4,18	8,12		4,77	2,86	5,56	
	ПС 150/35/10 Трифонівка	10 1Т		0,24	0,14	0,27		0,48	0,29	0,56		0,48	0,29	0,56		0,41	0,25	0,48		0,49	0,30	0,57		0,87	0,52	1,02		0,48	0,29	0,56	
19	ПС 150/35/6 ХНПЗ	заг.	126,0	9,92	5,95	11,57	9,19	18,24	10,94	21,27	16,88	17,52	10,51	20,43	16,22	22,84	13,71	26,64	21,14	23,83	14,30	27,79	22,05	9,68	5,81	11,29	8,96	14,28	8,57	16,66	13,22
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	35 1Т		1,56	0,94	1,82		2,12	1,27	2,47		2,40	1,44	2,80		3,67	2,20	4,28		3,68	2,21	4,29		1,17	0,70	1,36		1,56	0,94	1,82	
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	6 1Т		1,11	0,66	1,29		1,66	1,00	1,94		1,49	0,89	1,73		3,18	1,91	3,71		2,61	1,57	3,05		0,82	0,49	0,96		1,03	0,62	1,20	
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	35 2Т		7,26	4,36	8,47		14,46	8,67	16,86		13,64	8,18	15,90		15,99	9,60	18,65		17,53	10,52	20,45		7,69	4,61	8,97		11,70	7,02	13,64	
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	6 2Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
20	ПС 150/35/10 Цюрупинська	заг.	103,0	10,69	6,42	12,47	12,11	13,80	8,28	16,10	15,63	18,56	11,14	21,65	21,02	22,91	13,75	26,72	25,94	25,65	15,39	29,91	29,04	21,59	12,96	25,18	24,45	12,54	7,52	14,62	14,20
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	35 1Т		6,23	3,74	7,27		7,41	4,45	8,64		11,07	6,64	12,91		12,51	7,50	14,59		13,94	8,37	16,26		11,11	6,67	12,96		6,80	4,08	7,93	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	10 1Т		0,35	0,21	0,41		1,39	0,84	1,63		0,57	0,34	0,67		0,67	0,40	0,78		0,96	0,58	1,12		5,49	3,29	6,40		0,99	0,60	1,16	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	35 2Т		3,95	2,37	4,60		4,79	2,87	5,58		6,76	4,05	7,88		8,51	5,11	9,92		10,25	6,15	11,96		3,40	2,04	3,97		4,40	2,64	5,13	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	10 2Т		0,16	0,10	0,19		0,21	0,12	0,24		0,16	0,10	0,19		1,23	0,74	1,43		0,49	0,30	0,57		1,59	0,95	1,85		0,35	0,21	0,41	
21	ПС 150/35/10 Чулаківська	заг.	50,0	6,99	4,20	8,15	16,31	16,37	9,82	19,09	38,18	13,66	8,20	15,93	31,86	11,77	7,06	13,73	27,45	14,35	8,61	16,74	33,48	20,69	12,41	24,13	48,26	10,59	6,35	12,35	24,70
	ПС 150/35/10 Чулаківська	35 1Т		4,17	2,50	4,87		11,28	6,77	13,15		7,04	4,23	8,21		4,66	2,80	5,44		7,79	4,68	9,09		13,74	8,24	16,02		5,01	3,01	5,85	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	10 1Т		0,32	0,19	0,37		0,48	0,29	0,56		0,64	0,38	0,75		0,46	0,28	0,54		0,62	0,37	0,72		0,40	0,24	0,47		0,56	0,34	0,66	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	35 2Т		2,50	1,50	2,92		4,45	2,67	5,19		5,90	3,54	6,87		6,56	3,94	7,65		5,84	3,51	6,82		6,55	3,93	7,64		5,01	3,01	5,85	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	10 2Т		0,00	0,00	0,00		0,16	0,10	0,19		0,08	0,05	0,09		0,08	0,05	0,10		0,10	0,06	0,12		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
22	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	заг.	131,5	16,49	9,89	19,23	14,62	31,32	10,22	32,95	25,05	29,18	8,44	30,38	23,10	53,01	15,33	55,18	41,96	51,67	15,43	53,93	41,01	16,47	9,88	19,20	14,60	16,60	9,96	19,36	14,72
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	35 1Т		8,10	4,86	9,45		16,40	5,09	17,17		16,40	5,09	17,17		23,89	5,49	24,51		23,58	5,66	24,25		7,19	2,16	7,50		7,29	2,19	7,61	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	10 1Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	35 2Т		5,01	3,01	5,85		11,07	3,21	11,53		9,30	2,42	9,61		18,56	4,45	19,08		17,53	4,38	18,07		5,54	1,66	5,78		5,57	1,67	5,81	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	10 2Т		3,37	2,02	3,93		3,84	1,92	4,30		3,48	0,94	3,60		10,56	5,39	11,85		10,56	5,39	11,85		3,74	1,12	3,91		3,74	1,12	3,91	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	353Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
23	ПС 330/150/6 Каховська	заг.	126	15,91	9,55	18,56	14,73	24,82	14,89	28,95	22,97	19,26	11,56	22,47	17,83	33,10	11,28	34,96	27,75	31,20	18,72	36,38	28,88	18,86	11,32	22,00	17,46	21,84	13,10	25,47	20,21
	ПС 330/150/6 Каховська	35 1Т		3,96	2,37	4,62		5,38	3,23	6,28		4,57	2,74	5,33		10,15	3,65	10,79		9,13	5,48	10,65		4,20	0,92	4,30		5,02	1,31	5,19	
	ПС 330/150/6 Каховська	6 1Т		4,49	2,69	5,24		5,95	3,57	6,93		3,90	2,34	4,54		8,46	3,30	9,08		7,89	4,74	9,21		4,00	1,92	4,44		4,61	2,31	5,16	
	ПС 330/150/6 Каховська	35 2Т		7,46	4,48	8,70		11,18	6,71	13,03		8,75	5,25	10,20		10,66	2,99	11,07		11,59	6,95	13,51		8,61	3,19	9,18		10,05	3,62	10,68	
	ПС 330/150/6 Каховська	6 2Т		0,00	0,00	0,00		2,32	1,39	2,70		2,05	1,23	2,39		3,82	1,34	4,05		2,58	1,55	3,01		2,05	1,09	2,32		2,15	1,16	2,45	
24	ПС 150/35/10 Генічеська	заг.	80	7,08	4,25	8,26	10,32	10,06	6,04	11,73	14,66	10,11	6,07	11,79	14,74	10,36	6,22	12,09	15,11	11,11	6,67	12,96	16,20	6,38	3,83	7,44	9,31	6,98	4,19	8,14	10,17
	ПС 150/35/10 Генічеська	35 1Т		1,95	1,17	2,27		2,53	1,52	2,94		2,85	1,71	3,32		1,77	1,06	2,06		1,82	1,09	2,12		2,30	1,38	2,69		2,46	1,48	2,87	
	ПС 150/35/10 Генічеська	10 1Т		1,61	0,96	1,87		3,25	1,95	3,79		2,86	1,72	3,33		2,73	1,64	3,18		3,08	1,85	3,59		0,53	0,32	0,61		0,59	0,35	0,68	
	ПС 150/35/10 Генічеська	35 2Т		1,04	0,62	1,21		2,06	1,24	2,40		2,49	1,50	2,91		0,87	0,52	1,01		1,00	0,60	1,17		1,60	0,96	1,86		1,77	1,06	2,06	
	ПС 150/35/10 Генічеська	10 2Т		2,48	1,49	2,90		2,22	1,33	2,59		1,91	1,15	2,23		5,00	3,00	5,83		5,21	3,13	6,08		1,96	1,18	2,29		2,16	1,30	2,52	

№ за/п	Назва ПС 35кВ	S вст., МВА	Літо 2025р.								Зима 2025р.								Міжсезоння 2025р.							
			P денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Kз, %	P вечір. Макс., МВт	Q вечір. Макс., Мвар	S вечір. Макс., МВА	Kз, %	P денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Kз, %	P вечір. Макс., МВт	Q вечір. Макс., Мвар	S вечір. Макс., МВА	Kз, %	P денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Kз, %	P вечір. Макс., МВт	Q вечір. Макс., Мвар	S вечір. Макс., МВА	Kз, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
В.Лепетиські РЕМ																										
1	В.Лепетиха 35/10	12,6	1,96	1,17	2,28	18,12	2,16	1,30	2,52	20,02	3,44	2,07	4,02	31,88	3,95	2,37	4,60	36,53	2,01	1,21	2,34	18,60	2,22	1,33	2,59	20,59

2	М.Лепетиха 35/10	8,8	0,23	0,14	0,26	2,99	0,29	0,17	0,33	3,80	0,15	0,09	0,18	2,04	0,45	0,27	0,53	5,98	0,24	0,14	0,27	3,12	0,30	0,18	0,35	3,93	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
3	Миколаївка 35/10	6,3	0,21	0,12	0,24	3,80	0,23	0,14	0,26	4,18	0,07	0,04	0,08	1,33	0,25	0,15	0,29	4,55	0,28	0,17	0,32	5,12	0,30	0,18	0,35	5,49	
4	В.Рогачик 35/10	8,0	0,96	0,58	1,12	14,05	1,21	0,73	1,41	17,64	1,45	0,87	1,69	21,07	1,65	0,99	1,92	24,06	1,00	0,60	1,17	14,65	1,23	0,74	1,43	17,90	
5	Ушкалка 35/10	4,3	0,24	0,14	0,27	6,40	0,28	0,17	0,32	7,51	0,34	0,20	0,39	9,18	0,34	0,20	0,39	9,18	0,25	0,15	0,29	6,67	0,29	0,17	0,33	7,77	
6	Первомаївка 35/10	2,5	0,41	0,25	0,48	19,13	0,37	0,22	0,43	17,22	0,26	0,15	0,30	11,96	0,31	0,18	0,36	14,35	0,42	0,25	0,49	19,61	0,38	0,23	0,44	17,66	
7	Самойлівка 35/10	2,5	0,13	0,08	0,16	6,22	0,11	0,07	0,13	5,26	0,13	0,08	0,16	6,22	0,14	0,09	0,17	6,70	0,15	0,09	0,18	7,17	0,13	0,08	0,16	6,20	
Високопільські РЕМ																											
8	Н.Воронцовська 35/10	8,0	0,93	0,56	1,09	13,60	0,68	0,41	0,79	9,86	1,58	0,95	1,84	23,02	1,36	0,82	1,59	19,88	1,04	0,62	1,21	15,09	0,85	0,51	0,99	12,38	
9	Погранична 35/10	4,0	0,45	0,27	0,53	13,15	0,29	0,17	0,33	8,37	0,48	0,29	0,56	14,05	0,43	0,26	0,50	12,55	0,50	0,30	0,59	14,65	0,29	0,17	0,33	8,35	
10	Хрещенівська 35/10	2,5	0,16	0,10	0,19	7,65	0,13	0,08	0,16	6,22	0,16	0,10	0,19	7,65	0,11	0,07	0,13	5,26	0,18	0,11	0,22	8,61	0,16	0,10	0,19	7,64	
11	Осокорівська 35/10	2,5	0,21	0,12	0,24	9,57	0,16	0,10	0,19	7,65	0,42	0,25	0,49	19,61	0,35	0,21	0,41	16,26	0,23	0,14	0,26	10,52	0,16	0,10	0,19	7,64	
12	Піонер 35/10	5,0	0,29	0,17	0,33	6,70	0,19	0,12	0,23	4,54	0,32	0,19	0,37	7,41	0,23	0,14	0,26	5,26	0,32	0,19	0,37	7,41	0,25	0,15	0,29	5,73	
13	З.Балка 35/10 Т-1	2,5	0,37	0,22	0,43	17,22	0,19	0,12	0,23	9,09	0,16	0,10	0,19	7,65	0,13	0,08	0,16	6,22	0,41	0,25	0,48	19,13	0,19	0,12	0,23	9,07	
14	З.Балка 35/6 Т-3 (зрош.)	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
15	Біляївська 35/10	5,0	0,13	0,08	0,16	3,11	0,11	0,07	0,13	2,63	0,23	0,14	0,26	5,26	0,19	0,12	0,23	4,54	0,14	0,09	0,17	3,35	0,13	0,08	0,16	3,10	
16	Янтарна 35/10	2,5	0,34	0,20	0,39	15,78	0,28	0,17	0,32	12,91	0,24	0,14	0,27	11,00	0,19	0,12	0,23	9,09	0,22	0,13	0,25	10,04	0,28	0,17	0,32	12,89	
17	Светлічна 35/10	1,6	0,16	0,10	0,19	11,96	0,21	0,12	0,24	14,95	0,32	0,19	0,37	23,17	0,31	0,18	0,36	22,42	0,17	0,10	0,20	12,70	0,20	0,12	0,24	14,92	
18	Гаврилівка 35/10	2,5	0,35	0,21	0,41	16,26	0,32	0,19	0,37	14,83	0,43	0,26	0,50	20,09	0,37	0,22	0,43	17,22	0,39	0,23	0,45	18,17	0,32	0,19	0,37	14,80	
19	Воскресенівська 35/10	2,5	0,26	0,15	0,30	11,96	0,17	0,10	0,20	8,13	0,24	0,14	0,27	11,00	0,17	0,10	0,20	8,13	0,26	0,15	0,30	11,96	0,17	0,10	0,20	8,11	
20	Червонофлотська 35/10	2,5	0,14	0,09	0,17	6,70	0,13	0,08	0,16	6,22	0,17	0,10	0,20	8,13	0,16	0,10	0,19	7,65	0,14	0,09	0,17	6,70	0,13	0,08	0,16	6,20	
21	Новодмитровская 35/10	2,5	0,29	0,17	0,33	13,39	0,28	0,17	0,32	12,91	0,31	0,18	0,36	14,24	0,35	0,21	0,41	16,26	0,29	0,17	0,33	13,39	0,28	0,17	0,32	12,89	
22	Б.Криниця 35/10	6,5	0,35	0,21	0,41	6,25	0,29	0,17	0,33	5,15	0,40	0,24	0,47	7,17	0,43	0,26	0,50	7,73	0,35	0,21	0,41	6,25	0,25	0,15	0,29	4,41	
23	Калининская 35/10	5,0	0,42	0,25	0,49	9,80	0,39	0,23	0,45	9,09	0,46	0,28	0,54	10,76	0,48	0,29	0,56	11,24	0,42	0,25	0,49	9,80	0,39	0,23	0,45	9,07	
24	В.Олександрівська 35/10	8,0	1,96	1,17	2,28	28,55	1,65	0,99	1,92	24,06	2,37	1,42	2,76	34,52	2,51	1,51	2,93	36,62	1,96	1,17	2,28	28,55	1,43	0,86	1,67	20,88	
25	Н.Кубанська 35/10	3,6	0,33	0,20	0,38	10,63	0,31	0,18	0,36	9,96	0,32	0,19	0,37	10,30	0,31	0,18	0,36	9,96	0,33	0,20	0,38	10,63	0,31	0,18	0,36	9,94	
26	Борозенська 35/10	5,0	0,40	0,24	0,47	9,33	0,37	0,22	0,43	8,61	0,43	0,26	0,50	10,04	0,43	0,26	0,50	10,04	0,40	0,24	0,47	9,33	0,37	0,22	0,43	8,59	
27	Колос 35/10	1,6	0,07	0,04	0,08	5,23	0,06	0,04	0,07	4,67	0,05	0,03	0,06	3,74	0,06	0,04	0,07	4,48	0,07	0,04	0,08	5,23	0,05	0,03	0,06	3,73	
28	Д.Брод 35/10	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
29	Вишнева 35/10	1,6	0,13	0,08	0,16	9,71	0,08	0,05	0,10	5,98	0,16	0,10	0,19	11,71	0,16	0,10	0,19	11,96	0,13	0,08	0,16	9,71	0,08	0,05	0,10	5,97	
30	Високопільська 35/10	5,0	0,88	0,53	1,03	20,56	0,82	0,49	0,96	19,13	1,07	0,64	1,24	24,87	1,20	0,72	1,40	27,98	0,88	0,53	1,03	20,56	0,82	0,49	0,96	19,09	
31	Архангельська 35/10	3,2	0,63	0,38	0,73	22,79	0,59	0,36	0,69	21,67	0,68	0,41	0,79	24,66	0,63	0,38	0,73	22,79	0,63	0,38	0,73	22,79	0,59	0,36	0,69	21,63	
32	Вознесенівська 35/10	2,5	0,09	0,06	0,11	4,30	0,08	0,05	0,10	3,83	0,16	0,10	0,19	7,65	0,16	0,10	0,19	7,65	0,09	0,06	0,11	4,30	0,08	0,05	0,10	3,89	
33	Кочубеївка 35/10	2,5	0,39	0,23	0,45	18,17	0,26	0,15	0,30	11,96	0,45	0,27	0,53	21,04	0,34	0,20	0,39	15,78	0,39	0,23	0,45	18,17	0,26	0,15	0,30	11,93	
Генічеські РЕМ																											
34	Петрівка 35/10	2,5	0,45	0,27	0,53	21,04	0,46	0,28	0,54	21,52	0,96	0,58	1,12	44,96	1,09	0,65	1,27	50,70	0,64	0,38	0,74	29,65	0,64	0,39	0,75	30,07	
35	Партизани 35/10	4,0	0,60	0,36	0,71	17,64	0,69	0,41	0,80	20,03	1,09	0,65	1,27	31,68	1,16	0,70	1,35	33,78	0,60	0,36	0,71	17,64	0,69	0,41	0,80	19,99	

36	Н.Григорівка 35/10	4,1	0,48	0,29	0,56	13,71	0,53	0,32	0,62	15,16	0,46	0,28	0,54	13,12	0,72	0,43	0,84	20,41	0,50	0,30	0,59	14,29	0,56	0,34	0,66	16,01	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
37	Чонгар 35/10	5,0	0,48	0,29	0,56	11,24	0,53	0,32	0,62	12,43	0,83	0,50	0,97	19,37	0,68	0,41	0,79	15,78	0,48	0,29	0,56	11,24	0,53	0,32	0,62	12,41	
38	Приазовська 35/10	6,5	0,65	0,39	0,75	11,59	0,68	0,41	0,79	12,14	1,06	0,63	1,23	18,95	1,20	0,72	1,40	21,52	0,68	0,41	0,79	12,14	0,71	0,42	0,82	12,67	
39	Вікторівка 35/10	2,5	0,40	0,24	0,47	18,65	0,24	0,14	0,27	11,00	0,43	0,26	0,50	20,09	0,48	0,29	0,56	22,48	0,56	0,34	0,66	26,30	0,33	0,20	0,38	15,27	
40	Озеряни 35/10	2,5	0,08	0,05	0,10	3,83	0,06	0,04	0,07	2,87	0,05	0,03	0,06	2,39	0,05	0,03	0,06	2,39	0,08	0,05	0,10	3,83	0,06	0,04	0,07	2,86	
41	Генгірка 35/10	8,0	1,36	0,82	1,59	19,88	1,43	0,86	1,66	20,77	0,65	0,39	0,75	9,42	0,66	0,39	0,77	9,57	0,79	0,47	0,92	11,51	0,04	0,02	0,05	0,60	
42	Стрілкове 35/10	10,3	5,07	3,04	5,92	57,46	4,47	2,68	5,21	50,61	5,55	3,33	6,47	62,80	6,07	3,64	7,08	68,72	5,43	3,26	6,34	61,52	4,81	2,89	5,61	54,45	
43	Щасливцеве 35/10	10,0	1,59	0,95	1,85	18,53	1,48	0,89	1,72	17,22	1,37	0,82	1,60	16,02	1,71	1,03	2,00	19,97	2,65	1,59	3,08	30,85	1,59	0,95	1,85	18,50	
Голопристанські РЕМ																											
44	Гопри 35/10	26,0	5,07	3,04	5,92	22,76	4,47	2,68	5,21	20,05	5,55	3,33	6,47	24,88	6,07	3,64	7,08	27,22	5,43	3,26	6,34	24,37	4,81	2,89	5,61	21,57	
45	Н.Збур'ївка 35/10	2,5	1,59	0,95	1,85	74,13	1,48	0,89	1,72	68,87	1,37	0,82	1,60	64,09	1,71	1,03	2,00	79,87	2,65	1,59	3,08	123,39	1,59	0,95	1,85	73,98	
46	Кардашинка 35/10	4,0	0,68	0,41	0,79	19,73	0,68	0,41	0,79	19,73	0,51	0,31	0,60	14,95	0,59	0,36	0,69	17,34	1,13	0,68	1,32	32,88	0,73	0,44	0,85	21,18	
47	Гладківська 35/10	2,5	1,22	0,73	1,42	56,91	1,19	0,71	1,39	55,48	1,00	0,60	1,17	46,87	1,34	0,81	1,57	62,65	0,79	0,47	0,92	36,83	0,98	0,59	1,15	45,82	
48	Геройська 35/10	2,5	0,69	0,41	0,80	32,04	0,56	0,34	0,66	26,30	0,71	0,42	0,82	33,00	0,80	0,48	0,93	37,30	0,85	0,51	0,99	39,70	0,68	0,41	0,79	31,50	
49	Долматівка 35/10	6,5	1,41	0,85	1,65	25,38	1,36	0,82	1,59	24,46	1,67	1,00	1,95	29,98	1,76	1,06	2,06	31,64	0,56	0,34	0,66	10,12	0,68	0,41	0,79	12,12	
50	М.Копані 35/10	2,5	0,80	0,48	0,93	37,30	0,72	0,43	0,84	33,48	0,75	0,45	0,87	34,91	0,75	0,45	0,87	34,91	0,53	0,32	0,62	24,87	0,59	0,36	0,69	27,68	
51	Рад.Азербайджан 35/10	2,5	0,82	0,49	0,96	38,26	0,91	0,55	1,06	42,56	0,88	0,53	1,03	41,13	1,05	0,63	1,22	48,78	0,33	0,20	0,38	15,30	0,45	0,27	0,53	21,00	
52	Комінтерн 35/10	9,6	1,31	0,79	1,53	15,94	1,36	0,82	1,59	16,56	1,36	0,82	1,59	16,56	1,52	0,91	1,77	18,43	1,64	0,98	1,91	19,93	1,70	1,02	1,98	20,63	
53	В.Дружинка 35/10	2,5	0,94	0,57	1,10	44,00	0,77	0,46	0,90	35,87	0,80	0,48	0,93	37,30	0,91	0,55	1,06	42,56	1,18	0,71	1,37	55,00	0,92	0,55	1,07	42,96	
54	Бехтери 35/10	5,0	1,76	1,06	2,06	41,13	1,89	1,13	2,20	44,00	1,68	1,01	1,96	39,22	2,11	1,27	2,46	49,26	1,32	0,79	1,54	30,85	1,41	0,85	1,65	32,93	
55	З.Порт 35/10	20,0	6,66	4,00	7,77	38,86	6,87	4,12	8,01	40,05	2,39	1,43	2,79	13,93	2,76	1,65	3,22	16,08	4,92	2,95	5,74	28,70	5,14	3,08	5,99	29,95	
56	Пам'ятна 35/10	2,5	0,42	0,25	0,49	19,61	0,56	0,34	0,66	26,30	0,59	0,36	0,69	27,74	0,65	0,39	0,75	30,13	0,52	0,31	0,61	24,39	0,68	0,41	0,79	31,50	
57	Б.Острів 35/10	4,0	1,85	1,11	2,15	53,80	1,73	1,04	2,02	50,52	1,57	0,94	1,83	45,73	1,71	1,03	2,00	49,92	1,62	0,97	1,89	47,23	1,51	0,91	1,77	44,15	
58	Більшовик 35/10	4,0	1,16	0,70	1,35	33,78	1,08	0,65	1,26	31,39	0,56	0,34	0,66	16,44	0,82	0,49	0,96	23,91	0,86	0,52	1,00	25,11	0,80	0,48	0,93	23,27	
Іванівські РЕМ																											
59	Іванівка 35/10	6,5	1,28	0,77	1,49	22,99	1,56	0,94	1,82	27,96	1,88	1,13	2,19	33,66	2,02	1,21	2,36	36,24	1,36	0,82	1,59	24,46	1,56	0,93	1,81	27,90	
60	Благодатна 35/10	5,0	0,46	0,28	0,54	10,76	0,46	0,28	0,54	10,76	0,31	0,18	0,36	7,17	0,43	0,26	0,50	10,04	1,37	0,82	1,60	32,04	0,46	0,28	0,54	10,74	
61	Дружбівка 35/10	4,0	0,43	0,26	0,50	12,55	0,45	0,27	0,53	13,15	0,39	0,23	0,45	11,36	0,43	0,26	0,50	12,55	0,46	0,28	0,54	13,45	0,45	0,27	0,53	13,13	
62	Фрунзе 35/10	4,0	0,31	0,18	0,36	8,97	0,32	0,19	0,37	9,27	0,42	0,25	0,49	12,26	0,51	0,31	0,60	14,95	0,33	0,20	0,38	9,57	0,32	0,19	0,37	9,25	
63	Н.Сірогози 35/10	6,5	1,48	0,89	1,72	26,49	1,51	0,90	1,76	27,04	1,14	0,68	1,33	20,42	1,11	0,66	1,29	19,87	1,65	0,99	1,92	29,62	1,78	1,07	2,08	31,94	
64	Трофимівка 35/10	2,5	0,19	0,12	0,23	9,09	0,23	0,14	0,26	10,52	0,19	0,12	0,23	9,09	0,26	0,15	0,30	11,96	0,21	0,12	0,24	9,57	0,23	0,14	0,26	10,50	
65	Першопокровка 35/10	5,0	0,63	0,38	0,73	14,59	0,82	0,49	0,96	19,13	0,83	0,50	0,97	19,37	1,06	0,63	1,23	24,63	0,70	0,42	0,81	16,26	0,97	0,58	1,13	22,67	
66	Верби 35/10	4,1	0,56	0,34	0,66	16,04	0,61	0,37	0,71	17,37	0,88	0,53	1,03	25,08	0,94	0,57	1,10	26,83	0,64	0,38	0,74	18,08	0,73	0,44	0,85	20,66	
67	Степна 35/10	4,1	0,47	0,28	0,54	13,25	0,66	0,39	0,77	18,66	0,63	0,38	0,73	17,79	0,85	0,51	0,99	24,20	0,49	0,30	0,57	14,00	0,65	0,39	0,76	18,63	
68	КХП 35/10	2,5	0,11	0,07	0,13	5,26	0,10	0,06	0,12	4,78	0,14	0,09	0,17	6,70	0,16	0,10	0,19	7,65	0,12	0,07	0,14	5,74	0,12	0,07	0,14	5,73	
Каховські РЕМ																											

69	Каховка 35/6	25,0	4,64	2,79	5,42	21,66	4,22	2,53	4,93	19,70	1,56	0,94	1,82	7,27	1,59	0,95	1,85	7,41	3,84	2,31	4,48	17,93	4,22	2,53	4,92	19,66	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
70	Каховка 35/10	12,6	1,22	0,73	1,42	11,29	0,82	0,49	0,96	7,59	12,19	7,31	14,22	112,83	12,44	7,46	14,50	115,10	1,01	0,61	1,18	9,39	0,82	0,49	0,95	7,58	
71	Коробки 35/10 1Т	2,5	0,48	0,29	0,56	22,48	0,57	0,34	0,67	26,78	0,53	0,32	0,62	24,87	0,48	0,29	0,56	22,48	0,35	0,21	0,41	16,49	0,21	0,13	0,25	10,02	
72	Коробки 35/10 2Т	1,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
73	Ч.Перекоп 35/10	4,1	0,46	0,28	0,54	13,12	0,45	0,27	0,53	12,83	0,69	0,41	0,80	19,54	0,60	0,36	0,71	17,21	0,18	0,11	0,22	5,25	0,23	0,14	0,26	6,40	
74	Тавричанка 35/10	5,0	0,53	0,32	0,62	12,43	0,53	0,32	0,62	12,43	0,74	0,44	0,86	17,22	0,85	0,51	0,99	19,85	0,38	0,23	0,44	8,85	0,27	0,16	0,31	6,20	
75	Чорнянка 35/10	8,0	0,48	0,29	0,56	7,02	0,57	0,34	0,67	8,37	0,66	0,39	0,77	9,57	0,71	0,42	0,82	10,31	0,39	0,23	0,45	5,68	0,45	0,27	0,53	6,56	
76	Ретранслятор 35/10	6,3	0,19	0,12	0,23	3,61	0,32	0,19	0,37	5,88	0,46	0,28	0,54	8,54	0,51	0,31	0,60	9,49	0,30	0,18	0,35	5,50	0,32	0,19	0,37	5,87	
77	ПС 35/10 «НС-5МК» (Насосна станція-5 магістральний канал)	2,5	0,03	0,02	0,04	1,43	0,03	0,02	0,04	1,43	0,16	0,10	0,19	7,65	0,17	0,10	0,20	8,13	0,01	0,01	0,01	0,48	0,01	0,01	0,01	0,48	
78	Заозерная 35/10	2,5	0,11	0,07	0,13	5,26	0,08	0,05	0,10	3,83	0,26	0,15	0,30	11,96	0,23	0,14	0,26	10,52	0,07	0,04	0,08	3,35	0,07	0,04	0,08	3,34	
79	НС-6по Р-1-1 35/10 (насосна станція -6 по рукаву -1-1)	1,6	0,06	0,04	0,07	4,48	0,08	0,05	0,09	5,86	0,08	0,05	0,10	5,98	0,17	0,10	0,20	12,70	0,01	0,01	0,01	0,75	0,02	0,01	0,02	1,49	
80	ПС 35/10 «НС-3МК» (Насосна станція- зрошувальний магістральний канал)	1,8	0,06	0,04	0,07	3,99	0,03	0,02	0,04	1,99	0,06	0,04	0,07	3,99	0,08	0,05	0,10	5,31	0,02	0,01	0,02	1,33	0,01	0,01	0,01	0,66	
81	Р.Люксембург 35/10	2,5	0,14	0,09	0,17	6,70	0,16	0,10	0,19	7,65	0,17	0,10	0,20	8,13	0,56	0,34	0,66	26,30	0,06	0,04	0,07	2,87	0,08	0,05	0,10	3,82	
82	Краса Херсонщини 35/10	4,0	0,39	0,23	0,45	11,36	0,37	0,22	0,43	10,76	0,65	0,39	0,75	18,83	0,68	0,41	0,79	19,73	0,13	0,08	0,16	3,89	0,12	0,07	0,14	3,58	
83	Каменка 35/10	2,5	0,43	0,26	0,50	20,09	0,37	0,22	0,43	17,22	0,54	0,33	0,63	25,35	0,31	0,18	0,36	14,35	0,35	0,21	0,41	16,26	0,30	0,18	0,35	13,84	
84	Любимівка 35/10 1Т	4,0	0,91	0,55	1,06	26,60	0,96	0,58	1,12	28,10	1,45	0,87	1,69	42,15	1,45	0,87	1,69	42,15	0,30	0,18	0,35	8,67	0,36	0,21	0,42	10,44	
85	Любимівка 35/10 2Т	4,0	0,54	0,33	0,63	15,84	0,35	0,21	0,41	10,16	0,40	0,24	0,47	11,66	0,43	0,26	0,50	12,55	0,18	0,11	0,22	5,38	0,17	0,10	0,20	5,07	
86	Чорноморівка 35/10	2,5	0,17	0,10	0,20	8,13	0,26	0,15	0,30	11,96	0,23	0,14	0,26	10,52	0,28	0,17	0,32	12,91	0,04	0,02	0,05	1,91	0,06	0,04	0,07	2,86	
87	Богданівка 35/10	2,5	1,03	0,62	1,20	47,83	0,83	0,50	0,97	38,74	2,34	1,40	2,73	109,04	2,14	1,29	2,50	99,96	1,03	0,62	1,20	47,83	0,85	0,51	0,99	39,62	
88	Горностаївка 35/10	6,5	0,46	0,28	0,54	8,28	0,23	0,14	0,26	4,05	0,72	0,43	0,84	12,88	0,69	0,41	0,80	12,32	0,70	0,42	0,81	12,51	0,23	0,14	0,26	4,04	
89	Каїри 35/10	2,5	0,23	0,14	0,26	10,52	0,14	0,09	0,17	6,70	0,34	0,20	0,39	15,78	0,69	0,41	0,80	32,04	0,23	0,14	0,26	10,52	0,15	0,09	0,18	7,16	
90	Ольгіно 35/10	2,5	0,54	0,33	0,63	25,35	0,46	0,28	0,54	21,52	0,23	0,14	0,26	10,52	0,16	0,10	0,19	7,65	0,71	0,42	0,82	33,00	0,60	0,36	0,70	28,16	
91	Б.Благовіщенка 35/10	4,3	0,56	0,34	0,66	15,29	0,48	0,29	0,56	13,07	0,63	0,38	0,73	16,96	0,65	0,39	0,75	17,52	0,18	0,11	0,22	5,00	0,25	0,15	0,29	6,66	
92	Константинівка 35/10	5,0	4,02	2,41	4,69	93,76	8,04	4,82	9,38	187,52	12,06	7,24	14,06	281,29	16,08	9,65	187,76	3755,15	20,10	12,06	23,44	468,81	24,12	14,47	28,13	562,57	
Н.Каховські РЕМ																											
93	Качкарівська 35/10	2,5	0,45	0,27	0,53	21,04	0,40	0,24	0,47	18,65	0,48	0,29	0,56	22,48	0,56	0,34	0,66	26,30	0,45	0,27	0,53	21,04	0,40	0,24	0,47	18,61	
94	Софіївка 35/6 (зрош.)	4,0	0,05	0,03	0,06	1,49	0,05	0,03	0,06	1,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,03	0,06	1,49	0,05	0,03	0,06	1,49	
95	Космос 35/6 (зрош.)	8,0	0,02	0,01	0,02	0,30	0,02	0,01	0,02	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,01	0,02	0,30	0,02	0,01	0,02	0,30	
96	Н.Каїрська 35/10	1,0	0,23	0,14	0,26	26,30	0,19	0,12	0,23	22,72	0,19	0,12	0,23	22,72	0,21	0,12	0,24	23,91	0,23	0,14	0,26	26,30	0,19	0,12	0,23	22,67	
97	Суханівська 35/10 (зрош.)	1,6	0,08	0,05	0,10	5,98	0,05	0,03	0,06	3,74	0,06	0,04	0,07	4,48	0,08	0,05	0,10	5,98	0,08	0,05	0,10	5,98	0,05	0,03	0,06	3,73	
98	Н.Райська 35/10	5,0	0,65	0,39	0,75	15,07	0,56	0,34	0,66	13,15	0,72	0,43	0,84	16,74	0,88	0,53	1,03	20,56	0,65	0,39	0,75	15,07	0,56	0,34	0,66	13,13	

99	Зоря 35/10	11,2	2,18	1,31	2,55	22,74	2,16	1,30	2,52	22,52	3,61	2,17	4,21	37,58	3,93	2,36	4,58	40,89	1,84	1,10	2,14	19,11	1,94	1,17	2,27	20,24	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
100	Високівська 35/10	6,5	0,14	0,09	0,17	2,58	0,34	0,20	0,39	6,07	0,32	0,19	0,37	5,70	0,32	0,19	0,37	5,70	0,11	0,07	0,13	2,02	0,27	0,16	0,31	4,77	
101	Зміївка 35/10	5,0	0,68	0,41	0,79	15,78	0,68	0,41	0,79	15,78	0,77	0,46	0,90	17,93	0,83	0,50	0,97	19,37	0,85	0,51	0,99	19,85	0,17	0,10	0,20	4,06	
102	Львівська 35/10/6	5,0	0,53	0,32	0,62	12,43	0,39	0,23	0,45	9,09	0,65	0,39	0,75	15,07	0,74	0,44	0,86	17,22	0,43	0,26	0,50	10,04	0,31	0,18	0,36	7,16	
103	Тягинська 35/10	1,6	0,40	0,24	0,47	29,14	0,39	0,23	0,45	28,40	0,53	0,32	0,62	38,86	0,56	0,34	0,66	41,10	0,32	0,19	0,37	23,17	0,31	0,18	0,36	22,37	
104	Раківська 35/10	2,5	0,19	0,12	0,23	9,09	0,13	0,08	0,16	6,22	0,13	0,08	0,16	6,22	0,13	0,08	0,16	6,22	0,05	0,03	0,06	2,39	0,03	0,02	0,04	1,43	
105	Кіровська 35/10	5,0	0,28	0,17	0,32	6,46	1,39	0,84	1,63	32,52	0,19	0,12	0,23	4,54	0,19	0,12	0,23	4,54	0,36	0,22	0,42	8,37	2,09	1,25	2,43	48,68	
106	Козацька 35/10	5,0	1,23	0,74	1,43	28,70	1,23	0,74	1,43	28,70	1,34	0,81	1,57	31,33	1,46	0,87	1,70	33,96	1,04	0,62	1,21	24,15	1,11	0,66	1,29	25,77	
107	Ч.Маяк 35/10	2,5	0,37	0,22	0,43	17,22	0,31	0,18	0,36	14,35	0,42	0,25	0,49	19,61	0,51	0,31	0,60	23,91	0,46	0,28	0,54	21,52	0,08	0,05	0,10	3,82	
108	Костирка 35/10	1,8	0,19	0,12	0,23	12,62	0,11	0,07	0,13	7,31	0,09	0,06	0,11	5,98	0,09	0,06	0,11	5,98	0,25	0,15	0,29	15,94	0,03	0,02	0,04	1,99	
109	Заріченська 35/10	2,5	0,51	0,31	0,60	23,91	0,45	0,27	0,53	21,04	0,49	0,30	0,57	22,96	0,40	0,24	0,47	18,65	0,41	0,25	0,48	19,13	0,36	0,21	0,42	16,71	
110	Порт 35/10	12,6	1,00	0,60	1,17	9,30	1,20	0,72	1,40	11,10	1,20	0,72	1,40	11,10	1,51	0,90	1,76	13,95	0,80	0,48	0,93	7,40	0,96	0,58	1,12	8,90	
111	Дніпряни 35/10	2,5	1,41	0,85	1,65	66,00	1,03	0,62	1,20	47,83	0,82	0,49	0,96	38,26	0,02	0,01	0,02	0,96	1,13	0,68	1,32	52,61	0,82	0,49	0,95	38,18	
112	Щорса 35/10 1Т	16,0	5,43	3,26	6,34	39,61	5,22	3,13	6,09	38,04	6,68	4,01	7,80	48,72	7,32	4,39	8,54	53,36	4,32	2,59	5,03	31,46	4,16	2,50	4,86	30,35	
113	Щорса 35/10/6 2Т,3Т	20,0	1,56	0,94	1,82	9,09	0,81	0,49	0,94	4,72	2,08	1,25	2,43	12,14	2,40	1,44	2,80	13,99	1,24	0,74	1,45	7,23	0,64	0,39	0,75	3,76	
114	Основа 35/10	12,6	2,00	1,20	2,33	18,50	1,89	1,13	2,20	17,46	1,89	1,13	2,20	17,46	2,45	1,47	2,86	22,68	1,60	0,96	1,87	14,80	1,50	0,90	1,75	13,92	
115	Таврійська 35/10	5,6	0,14	0,09	0,17	2,99	0,09	0,06	0,11	1,92	0,69	0,41	0,80	14,30	0,80	0,48	0,93	16,65	0,11	0,07	0,13	2,35	0,07	0,04	0,08	1,49	
Новотроїцькі РЕМ																											
116	Громівка 35/10	6,5	0,82	0,49	0,96	14,72	0,85	0,51	0,99	15,27	1,05	0,63	1,22	18,76	0,82	0,49	0,96	14,72	0,41	0,25	0,48	7,36	1,40	0,84	1,63	25,15	
117	Василівка 35/10	2,5	0,41	0,25	0,48	19,13	0,45	0,27	0,53	21,04	0,14	0,09	0,17	6,70	0,17	0,10	0,20	8,13	0,21	0,12	0,24	9,57	0,59	0,36	0,69	27,68	
118	Н.Михайлівка 35/10	2,5	0,31	0,18	0,36	14,35	0,34	0,20	0,39	15,78	0,39	0,23	0,45	18,17	0,43	0,26	0,50	20,09	0,08	0,05	0,10	3,83	0,24	0,14	0,27	10,98	
119	Отрадівка 35/10	1,6	0,26	0,15	0,30	18,68	0,32	0,19	0,37	23,17	0,56	0,34	0,66	41,10	0,68	0,41	0,79	49,32	0,26	0,15	0,30	18,68	0,32	0,19	0,37	23,12	
120	Подове 35/10	5,0	0,42	0,25	0,49	9,80	0,48	0,29	0,56	11,24	0,53	0,32	0,62	12,43	0,56	0,34	0,66	13,15	0,10	0,06	0,12	2,39	0,11	0,07	0,13	2,63	
121	Попелак 35/10	2,5	0,23	0,14	0,26	10,52	0,26	0,15	0,30	11,96	0,26	0,15	0,30	11,96	0,24	0,14	0,27	11,00	0,06	0,04	0,07	2,87	0,01	0,01	0,01	0,48	
122	Сиваши 35/10	6,5	0,75	0,45	0,87	13,43	0,72	0,43	0,84	12,88	0,99	0,60	1,16	17,84	1,63	0,98	1,90	29,25	0,75	0,45	0,87	13,43	0,72	0,43	0,84	12,85	
123	Федорівка 35/10	5,0	0,28	0,17	0,32	6,46	0,35	0,21	0,41	8,13	0,32	0,19	0,37	7,41	0,35	0,21	0,41	8,13	0,36	0,22	0,42	8,37	0,70	0,42	0,81	16,23	
124	Чкалове 35/10	6,5	0,82	0,49	0,96	14,72	0,88	0,53	1,03	15,82	1,34	0,81	1,57	24,10	1,37	0,82	1,60	24,65	1,09	0,65	1,27	19,50	1,76	1,06	2,05	31,58	
Скадовські РЕМ																											
125	Скадовська 35/10	20,0	4,30	2,58	5,01	25,05	4,10	2,46	4,78	23,91	6,55	3,93	7,64	38,20	6,94	4,16	8,09	40,47	4,12	2,47	4,81	24,03	3,93	2,36	4,58	22,91	
126	Приморська 35/10	6,5	0,32	0,19	0,37	5,70	0,28	0,17	0,32	4,97	0,32	0,19	0,37	5,70	0,28	0,17	0,32	4,97	0,30	0,18	0,35	5,33	0,26	0,15	0,30	4,59	
127	Грушівка 35/10	4,1	0,23	0,14	0,26	6,42	0,17	0,10	0,20	4,96	0,34	0,20	0,39	9,62	0,37	0,22	0,43	10,50	0,22	0,13	0,25	6,12	0,16	0,10	0,19	4,66	
128	Таврія 35/10	6,5	0,28	0,17	0,32	4,97	0,23	0,14	0,26	4,05	0,26	0,15	0,30	4,60	0,34	0,20	0,39	6,07	0,26	0,15	0,30	4,60	0,21	0,13	0,25	3,86	
129	Н.Миколаївка 35/10	6,5	0,32	0,19	0,37	5,70	0,26	0,15	0,30	4,60	0,42	0,25	0,49	7,54	0,40	0,24	0,47	7,17	0,23	0,14	0,26	4,05	0,18	0,11	0,21	3,30	
130	Красна 35/10	8,0	0,63	0,38	0,73	9,12	0,66	0,39	0,77	9,57	0,48	0,29	0,56	7,02	0,63	0,38	0,73	9,12	0,44	0,26	0,51	6,43	0,47	0,28	0,55	6,86	
131	Н.Російська 35/10	5,0	0,31	0,18	0,36	7,17	0,24	0,14	0,27	5,50	0,36	0,22	0,42	8,37	0,63	0,38	0,73	14,59	0,23	0,14	0,26	5,26	0,17	0,10	0,20	4,06	
132	Молодіжна 35/10	10,3	1,71	1,03	2,00	19,39	1,39	0,84	1,63	15,79	1,41	0,85	1,65	16,02	1,39	0,84	1,63	15,79	1,23	0,74	1,43	13,93	1,00	0,60	1,17	11,35	
133	Михайлівка 35/10	2,5	0,28	0,17	0,32	12,91	0,24	0,14	0,27	11,00	0,34	0,20	0,39	15,78	0,35	0,21	0,41	16,26	0,19	0,12	0,23	9,09	0,17	0,10	0,20	8,11	

134	Птахівка 35/10	2,5	0,24	0,14	0,27	11,00	0,23	0,14	0,26	10,52	0,24	0,14	0,27	11,00	0,24	0,14	0,27	11,00	0,23	0,14	0,26	10,52	0,21	0,13	0,25	10,02	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
135	Берегова 35/10	5,0	0,01	0,01	0,01	0,24	0,01	0,01	0,01	0,24	0,03	0,02	0,04	0,72	0,03	0,02	0,04	0,72	0,02	0,01	0,02	0,35	0,01	0,01	0,01	0,24	
136	Морська 35/10	6,5	0,49	0,30	0,57	8,83	0,49	0,30	0,57	8,83	0,48	0,29	0,56	8,65	0,49	0,30	0,57	8,83	0,74	0,44	0,86	13,24	0,49	0,29	0,57	8,81	
137	Широка 35/10	2,5	4,02	2,41	4,69	187,52	8,04	4,82	9,38	375,05	12,06	7,24	14,06	562,57	16,08	9,65	18,75	750,09	20,10	12,06	23,44	937,62	24,12	14,47	28,13	1125,14	
ОлешківськіРЕМ																											
138	Лісна 35/10	10,3	2,77	1,66	3,23	31,34	2,68	1,61	3,12	30,30	2,96	1,78	3,46	33,55	4,56	2,74	5,32	51,66	2,43	1,46	2,83	27,51	2,34	1,41	2,73	26,53	
139	Б.Копані 35/10	6,5	1,89	1,13	2,20	33,85	1,52	0,91	1,77	27,22	1,48	0,89	1,72	26,49	1,52	0,91	1,77	27,22	1,41	0,85	1,65	25,38	1,14	0,68	1,32	20,38	
140	Подокалинівка 35/10	1,6	0,60	0,36	0,71	44,09	0,49	0,30	0,57	35,87	0,48	0,29	0,56	35,12	0,54	0,33	0,63	39,61	0,49	0,30	0,57	35,87	0,67	0,40	0,78	48,48	
141	Тарасівка 35/10	3,5	0,88	0,53	1,03	29,38	0,57	0,34	0,67	19,13	0,48	0,29	0,56	16,06	0,60	0,36	0,71	20,16	0,73	0,44	0,85	24,25	0,78	0,47	0,91	25,91	
142	Брилівка 35/10	8,0	0,49	0,30	0,57	7,17	0,71	0,42	0,82	10,31	0,88	0,53	1,03	12,85	1,00	0,60	1,17	14,65	0,41	0,25	0,48	5,98	0,95	0,57	1,11	13,87	
143	Н.Маячка 35/10	8,0	1,62	0,97	1,89	23,61	1,79	1,08	2,09	26,15	1,78	1,07	2,08	26,01	2,08	1,25	2,43	30,34	1,32	0,79	1,54	19,28	2,44	1,46	2,84	35,50	
144	Ст.Маячка 35/10	2,5	0,83	0,50	0,97	38,74	0,65	0,39	0,75	30,13	0,35	0,21	0,41	16,26	0,65	0,39	0,75	30,13	0,68	0,41	0,79	31,56	0,87	0,52	1,01	40,57	
145	Костогризиво 35/10	3,2	0,48	0,29	0,56	17,56	0,21	0,12	0,24	7,47	0,32	0,19	0,37	11,58	0,28	0,17	0,32	10,09	0,32	0,19	0,37	11,58	0,17	0,10	0,20	6,34	
146	К.Лагері 35/10	5,0	1,56	0,94	1,82	36,35	0,68	0,41	0,79	15,78	0,97	0,58	1,14	22,72	1,28	0,77	1,49	29,89	2,46	1,48	2,87	57,39	1,06	0,64	1,24	24,82	
147	Раденська 35/10	2,5	0,96	0,58	1,12	44,96	0,88	0,53	1,03	41,13	1,08	0,65	1,26	50,22	1,06	0,63	1,23	49,26	0,73	0,44	0,85	33,96	0,67	0,40	0,78	31,02	
Чаплинські РЕМ																											
148	Чаплинка 35/10	15,9	2,11	1,27	2,46	15,49	2,36	1,41	2,75	17,30	2,95	1,77	3,44	21,66	3,62	2,17	4,22	26,54	2,63	1,58	3,07	19,33	3,24	1,95	3,78	23,79	
149	Григорівка 35/10	5,0	0,80	0,48	0,93	18,65	0,74	0,44	0,86	17,22	0,72	0,43	0,84	16,74	0,93	0,56	1,09	21,76	0,77	0,46	0,90	17,93	0,72	0,43	0,84	16,71	
150	Асканія Нова 35/10	8,0	0,74	0,44	0,86	10,76	0,82	0,49	0,96	11,96	0,93	0,56	1,09	13,60	1,05	0,63	1,22	15,24	0,53	0,32	0,62	7,77	0,41	0,25	0,48	5,97	
151	К.Володимирівка 35/10	8,0	1,30	0,78	1,52	18,98	0,82	0,49	0,96	11,96	0,40	0,24	0,47	5,83	0,52	0,31	0,61	7,62	0,43	0,26	0,50	6,28	0,27	0,16	0,31	3,88	
152	Шевченко 35/10	1,8	0,43	0,26	0,50	27,90	0,39	0,23	0,45	25,24	0,39	0,23	0,45	25,24	0,46	0,28	0,54	29,89	0,37	0,22	0,43	23,91	0,19	0,12	0,23	12,60	
153	Балтазарівка 35/10	2,5	0,39	0,23	0,45	18,17	0,28	0,17	0,32	12,91	0,37	0,22	0,43	17,22	0,46	0,28	0,54	21,52	0,48	0,29	0,56	22,48	0,38	0,23	0,44	17,66	
154	Хрестівка 35/10	2,5	0,97	0,58	1,14	45,43	0,68	0,41	0,79	31,56	0,54	0,33	0,63	25,35	0,31	0,18	0,36	14,35	0,84	0,50	0,98	39,22	0,34	0,20	0,39	15,75	
155	Хлібодарівка 35/10	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
156	Строганівка 35/10	2,5	0,37	0,22	0,43	17,22	0,34	0,20	0,39	15,78	0,35	0,21	0,41	16,26	0,53	0,32	0,62	24,87	0,33	0,20	0,38	15,30	0,30	0,18	0,35	13,84	
157	Маркеєво 35/10	1,6	0,05	0,03	0,06	3,74	0,06	0,04	0,07	4,48	0,06	0,04	0,07	4,48	0,08	0,05	0,10	5,98	0,07	0,04	0,08	5,23	0,12	0,07	0,14	8,95	
158	Каланчак 35/10	12,6	1,93	1,16	2,25	17,84	1,89	1,13	2,20	17,46	2,67	1,60	3,11	24,67	3,11	1,86	3,62	28,75	1,62	0,97	1,89	14,99	0,32	0,19	0,37	2,94	
159	Привілля 35/10	2,5	1,08	0,65	1,26	50,22	0,77	0,46	0,90	35,87	0,48	0,29	0,56	22,48	0,00	0,00	0,00	0,00	1,33	0,80	1,55	62,17	1,28	0,77	1,49	59,66	
160	Ключева 35/10	2,5	0,42	0,25	0,49	19,61	0,45	0,27	0,53	21,04	0,65	0,39	0,75	30,13	0,80	0,48	0,93	37,30	0,52	0,31	0,61	24,39	0,75	0,45	0,87	34,84	
161	Н.Київка 35/10	1,8	0,26	0,15	0,30	16,61	0,23	0,14	0,26	14,61	0,24	0,14	0,27	15,28	0,27	0,16	0,32	17,70	0,32	0,19	0,37	20,59	0,31	0,18	0,36	19,89	
162	Ч.Чабан 35/10	2,5	0,24	0,14	0,27	11,00	0,26	0,15	0,30	11,96	0,33	0,20	0,38	15,30	0,29	0,17	0,33	13,39	0,29	0,17	0,33	13,39	0,43	0,26	0,50	20,05	
163	Мирна 35/10	8,1	0,37	0,22	0,43	5,31	0,37	0,22	0,43	5,31	0,28	0,17	0,32	3,99	0,53	0,32	0,62	7,68	0,31	0,18	0,36	4,43	0,06	0,04	0,07	0,88	
Херсонські РЕМ																											
164	Комсомольська 35/6 1Т	16,0	6,12	3,67	7,14	44,61	5,66	3,40	6,60	41,25	9,11	5,47	10,63	66,43	9,26	5,55	10,80	67,48	4,71	2,82	5,49	34,30	4,35	2,61	5,07	31,70	
165	Комсомольська 35/6 2Т	16,0	4,75	2,85	5,54	34,60	4,35	2,61	5,07	31,68	8,03	4,82	9,36	58,51	7,36	4,42	8,58	53,65	3,66	2,20	4,27	26,68	3,34	2,00	3,89	24,31	
166	Бетонверф 35/6 1Т	6,3	0,30	0,18	0,35	5,50	0,24	0,14	0,27	4,37	1,14	0,68	1,33	21,07	0,87	0,52	1,02	16,13	0,30	0,18	0,35	5,50	0,20	0,12	0,24	3,79	

167	Бетонверф 35/6 2Т	6,3	0,48	0,29	0,56	8,92	0,22	0,13	0,25	3,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,48	0,29	0,56	8,92	0,18	0,11	0,21	3,41
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
168	Кіндійська 35/6	20,0	3,73	2,24	4,35	21,76	3,09	1,85	3,60	17,99	2,72	1,63	3,17	15,84	2,77	1,66	3,23	16,14	2,61	1,57	3,05	15,24	2,15	1,29	2,51	12,53
169	Консервна 35/6 1Т	7,5	1,91	1,14	2,22	29,65	1,48	0,89	1,72	22,96	3,01	1,81	3,51	46,85	2,90	1,74	3,38	45,12	1,47	0,88	1,71	22,80	1,14	0,68	1,32	17,66
170	Консервна 35/6 2Т	10,0	0,82	0,49	0,96	9,57	0,56	0,34	0,66	6,58	4,05	2,43	4,72	47,23	4,51	2,71	5,26	52,61	2,54	1,53	2,97	29,65	1,75	1,05	2,04	20,40
171	Оч.Спорудт 35/6 1Т	10,0	0,66	0,39	0,77	7,65	0,86	0,52	1,00	10,04	0,48	0,29	0,56	5,62	0,55	0,33	0,65	6,46	0,52	0,31	0,61	6,10	0,68	0,41	0,79	7,88
172	Оч.Споруди 35/6 2Т	10,0	1,50	0,90	1,75	17,46	1,95	1,17	2,27	22,72	2,93	1,76	3,42	34,20	3,27	1,96	3,81	38,14	0,97	0,58	1,14	11,36	1,27	0,76	1,48	14,80
173	Текстильна 35/6 1Т	16,0	6,51	3,91	7,59	47,45	6,84	4,10	7,97	49,84	6,32	3,79	7,37	46,03	6,30	3,78	7,34	45,88	5,00	3,00	5,83	36,47	5,25	3,15	6,12	38,26
174	Текстильна 35/6 2Т	16,0	3,40	2,04	3,97	24,81	3,63	2,18	4,23	26,45	5,77	3,46	6,73	42,07	5,37	3,22	6,27	39,16	2,62	1,57	3,06	19,13	2,79	1,68	3,26	20,36
175	Дзержинська 35/6 1Т	16,0	1,53	0,92	1,78	11,13	1,41	0,85	1,65	10,31	1,65	0,99	1,92	12,03	1,65	0,99	1,92	12,03	1,16	0,70	1,35	8,44	1,06	0,64	1,24	7,76
176	Дзержинська 35/6 2Т	16,0	1,41	0,85	1,65	10,31	0,79	0,47	0,92	5,75	1,32	0,79	1,54	9,64	1,13	0,68	1,32	8,22	1,56	0,94	1,82	11,36	1,57	0,94	1,83	11,41
177	Заводська 35/6 1Т	16,0	2,69	1,61	3,13	19,58	2,42	1,45	2,82	17,64	4,02	2,41	4,69	29,29	3,94	2,36	4,59	28,70	3,43	2,06	4,01	25,03	3,30	1,98	3,85	24,09
178	Заводська 35/6 2Т	16,0	1,17	0,70	1,36	8,52	1,53	0,92	1,78	11,13	1,29	0,78	1,51	9,42	1,60	0,96	1,87	11,66	1,39	0,84	1,63	10,16	1,63	0,98	1,90	11,86
179	Будівельна 35/6 1Т	7,5	1,34	0,81	1,57	20,88	1,26	0,76	1,47	19,61	2,22	1,33	2,59	34,59	2,48	1,49	2,89	38,58	1,22	0,73	1,42	18,97	1,15	0,69	1,34	17,82
180	Будівельна 35/6 2Т	6,3	3,08	1,85	3,59	56,94	2,79	1,67	3,25	51,62	3,35	2,01	3,91	62,06	3,66	2,20	4,27	67,75	3,94	2,36	4,59	72,88	3,81	2,28	4,44	70,46
181	Дніпровська 35/6 1Т	16,0	2,33	1,40	2,71	16,96	1,61	0,97	1,88	11,73	4,81	2,89	5,61	35,05	4,35	2,61	5,07	31,68	1,78	1,07	2,08	13,00	1,66	1,00	1,93	12,09
182	Дніпровська 35/6 2Т	16,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
183	Кошова 35/6 1Т	6,3	2,49	1,49	2,91	46,12	2,93	1,76	3,42	54,28	4,05	2,43	4,72	74,96	4,27	2,56	4,97	78,95	2,80	1,68	3,26	51,81	3,24	1,95	3,78	60,04
184	Кошова 35/6 2Т	6,3	2,24	1,34	2,61	41,37	2,06	1,24	2,40	38,15	3,02	1,81	3,53	55,99	2,87	1,72	3,35	53,14	2,24	1,34	2,61	41,37	1,80	1,08	2,10	33,34
185	Острівна 35/6 1Т	10,0	0,07	0,04	0,08	0,84	0,07	0,04	0,08	0,84	0,53	0,32	0,62	6,22	0,58	0,35	0,68	6,82	0,07	0,04	0,08	0,84	0,06	0,04	0,07	0,72
186	Острівна 35/6 2Т	10,0	3,53	2,12	4,11	41,13	3,21	1,93	3,74	37,42	2,50	1,50	2,92	29,17	2,59	1,56	3,02	30,25	3,21	1,93	3,74	37,42	2,91	1,74	3,39	33,89
187	Північна 35/10 1Т	10,0	2,84	1,70	3,31	33,12	3,92	2,35	4,57	45,67	3,26	1,96	3,80	38,02	3,41	2,05	3,98	39,81	2,30	1,38	2,68	26,78	3,16	1,90	3,69	36,87
188	Північна 35/10 2Т	16,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
189	ТОК 35/10 1Т	4,0	0,48	0,29	0,56	14,05	0,48	0,29	0,56	14,05	0,65	0,39	0,75	18,83	0,65	0,39	0,75	18,83	0,32	0,19	0,37	9,27	0,32	0,19	0,37	9,25
190	ТОК 35/10 2Т	4,0	4,02	2,41	4,69	117,20	8,04	4,82	9,38	234,40	12,06	7,24	14,06	351,61	16,08	9,65	18,75	468,81	20,10	12,06	23,44	586,01	24,12	14,47	28,13	703,21
191	Сонячна 35/10	2,5	0,16	0,10	0,19	7,65	0,11	0,07	0,13	5,26	0,24	0,14	0,27	11,00	0,24	0,14	0,27	11,00	0,14	0,09	0,17	6,70	0,10	0,06	0,12	4,77
192	Сухарна 35/10 1Т	10,0	2,74	1,64	3,19	31,92	3,30	1,98	3,85	38,50	5,44	3,27	6,35	63,49	6,24	3,75	7,28	72,81	2,07	1,24	2,42	24,15	2,47	1,48	2,88	28,76
193	Сухарна 35/10 2Т	10,0	0,99	0,60	1,16	11,60	1,06	0,63	1,23	12,32	1,16	0,70	1,35	13,51	1,62	0,97	1,89	18,89	1,12	0,67	1,30	13,03	1,17	0,70	1,36	13,60
194	Камишани 35/10 1Т	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
195	Камишани 35/10 2Т	4,0	0,37	0,22	0,43	10,76	0,65	0,39	0,75	18,83	0,76	0,46	0,88	22,12	0,77	0,46	0,90	22,42	0,29	0,17	0,33	8,37	0,51	0,31	0,60	14,92
196	МВС 35/10 1Т	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	1,36	0,82	1,59	39,75	0,00	0,00	0,00	0,00	2,25	1,35	2,62	65,46	0,10	0,06	0,12	2,99	0,24	0,14	0,27	6,86
197	МВС 35/10 2Т	4,0	1,05	0,63	1,22	30,49	0,00	0,00	0,00	0,00	1,85	1,11	2,15	53,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
198	Антонівська 35/10 1Т	1,0	0,17	0,10	0,20	20,33	0,21	0,12	0,24	23,91	0,02	0,01	0,02	2,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,07	0,14	14,35	0,14	0,09	0,17	16,71
199	Антонівська 35/6 2Т	4,0	0,58	0,35	0,68	17,04	0,87	0,52	1,02	25,41	0,67	0,40	0,78	19,43	0,56	0,34	0,66	16,44	0,41	0,25	0,48	11,96	0,61	0,37	0,72	17,90
200	Білозерка 35/10	14,0	2,25	1,35	2,62	18,70	1,68	1,01	1,96	14,01	2,53	1,52	2,95	21,09	2,03	1,22	2,37	16,91	1,77	1,06	2,07	14,77	1,32	0,79	1,54	11,00
201	Прогрес 35/10	2,5	0,56	0,34	0,66	26,30	0,45	0,27	0,53	21,04	0,21	0,12	0,24	9,57	0,28	0,17	0,32	12,91	0,44	0,26	0,51	20,56	0,36	0,21	0,42	16,71
202	Ш.Балка 35/10 1Т	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

203	Ш.Балка 35/10 2Г	2,5	0,90	0,54	1,05	42,09	0,65	0,39	0,75	30,13	0,65	0,39	0,75	30,13	0,48	0,29	0,56	22,48	0,82	0,49	0,96	38,26	0,58	0,35	0,68	27,21
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
204	Радянська 35/10 1Г	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
205	Радянська 35/10 2Г	2,5	0,39	0,23	0,45	18,17	0,35	0,21	0,41	16,26	0,35	0,21	0,41	16,26	0,43	0,26	0,50	20,09	0,36	0,22	0,42	16,74	0,32	0,19	0,37	14,80
206	Чернобаївка 35/10	8,0	0,88	0,53	1,03	12,85	0,80	0,48	0,93	11,66	2,22	1,33	2,59	32,43	2,05	1,23	2,39	29,89	0,79	0,47	0,92	11,51	0,71	0,42	0,82	10,29
207	Дар'ївська 35/10 1Г	4,0	1,60	0,96	1,87	46,63	1,52	0,91	1,77	44,24	1,93	1,16	2,25	56,19	1,93	1,16	2,25	56,19	2,07	1,24	2,42	60,38	2,27	1,36	2,65	66,23
208	Дар'ївська 35/10 2Г	3,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
209	Станіслав 35/10	6,3	1,20	0,72	1,40	22,20	0,96	0,58	1,12	17,84	0,72	0,43	0,84	13,28	0,60	0,36	0,71	11,20	1,09	0,65	1,27	20,12	0,87	0,52	1,01	16,10
210	Олександрівка 35/10	2,5	0,45	0,27	0,53	21,04	0,35	0,21	0,41	16,26	0,32	0,19	0,37	14,83	0,28	0,17	0,32	12,91	0,41	0,25	0,48	19,13	0,31	0,18	0,36	14,32
211	Токарівка 35/10	6,5	0,53	0,32	0,62	9,57	0,57	0,34	0,67	10,30	0,75	0,45	0,87	13,43	0,83	0,50	0,97	14,90	0,48	0,29	0,56	8,65	0,52	0,31	0,61	9,36
212	Інгулецька 35/10	4,0	0,24	0,14	0,27	6,87	0,21	0,12	0,24	5,98	0,65	0,39	0,75	18,83	0,32	0,19	0,37	9,27	0,31	0,18	0,36	8,97	0,31	0,18	0,36	8,95
213	Східна 35/10	12,6	1,20	0,72	1,40	11,10	0,72	0,43	0,84	6,64	1,00	0,60	1,17	9,30	0,85	0,51	0,99	7,88	1,07	0,64	1,24	9,87	0,63	0,38	0,74	5,87
214	Киселівка 35/10	2,5	0,88	0,53	1,03	41,13	0,65	0,39	0,75	30,13	0,56	0,34	0,66	26,30	0,45	0,27	0,53	21,04	0,78	0,47	0,91	36,35	0,57	0,34	0,67	26,73
215	Правдинно 35/10	2,5	0,53	0,32	0,62	24,87	0,40	0,24	0,47	18,65	0,39	0,23	0,45	18,17	0,28	0,17	0,32	12,91	0,48	0,29	0,56	22,48	0,36	0,21	0,42	16,71
216	Торгова 35/10	4,0	1,45	0,87	1,69	42,15	1,28	0,77	1,49	37,36	2,16	1,30	2,52	63,07	1,85	1,11	2,15	53,80	1,28	0,77	1,49	37,36	1,14	0,68	1,32	33,11
217	Г.Велетень 35/10 1Г	2,5	1,52	0,91	1,77	70,78	1,17	0,70	1,36	54,52	1,20	0,72	1,40	55,96	0,96	0,58	1,12	44,96	1,20	0,72	1,40	55,96	0,92	0,55	1,07	42,96
218	Г.Велетень 35/10 2Г	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
219	Садове 35/10	2,5	0,26	0,15	0,30	11,96	0,24	0,14	0,27	11,00	0,53	0,32	0,62	24,87	0,48	0,29	0,56	22,48	0,18	0,11	0,22	8,61	0,16	0,10	0,19	7,64
220	Батумська 35/10	2,5	0,72	0,43	0,84	33,48	0,56	0,34	0,66	26,30	0,37	0,22	0,43	17,22	0,29	0,17	0,33	13,39	0,56	0,34	0,66	26,30	0,44	0,26	0,51	20,52
221	Музиківська 35/10	2,5	0,96	0,58	1,12	44,96	0,80	0,48	0,93	37,30	0,72	0,43	0,84	33,48	0,65	0,39	0,75	30,13	0,86	0,52	1,00	40,17	0,71	0,42	0,82	32,93

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
8	ПС 150/10/10 Комунальна	заг.	64,0	5,64	3,38	6,57	10,27	6,68	4,01	7,79	12,18	8,66	5,19	10,09	15,77	10,52	6,31	12,27	19,17	9,94	5,97	11,60	18,12	12,34	7,41	14,40	22,49	5,05	3,03	5,89	9,20
	ПС 150/10/10 Комунальна	1сш10		2,25	1,35	2,62		3,14	1,89	3,66		3,92	2,35	4,57		4,64	2,78	5,41		4,99	2,99	5,82		1,04	0,62	1,21		2,94	1,76	3,42	
	ПС 150/10/10 Комунальна	3сш10		0,16	0,10	0,19		0,16	0,10	0,19		0,16	0,10	0,19		0,41	0,25	0,48		0,24	0,14	0,28		5,59	3,36	6,52		0,10	0,06	0,12	
	ПС 150/10/10 Комунальна	2сш10		1,29	0,77	1,50		0,89	0,53	1,03		1,37	0,82	1,60		1,86	1,12	2,17		1,49	0,90	1,74		4,27	2,56	4,97		0,77	0,46	0,90	
	ПС 150/10/10 Комунальна	4сш10		1,94	1,16	2,26		2,49	1,50	2,91		3,20	1,92	3,74		3,61	2,16	4,21		3,23	1,94	3,76		1,44	0,87	1,68		1,24	0,74	1,44	
9	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	заг.	50,0	9,75	5,85	11,37	22,73	8,31	4,99	9,69	19,38	8,45	5,07	9,85	19,71	4,16	2,50	4,85	9,71	5,85	3,51	6,82	13,64	4,64	2,78	5,41	10,81	6,16	3,70	7,18	14,37
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 1Т		0,76	0,46	0,89		1,80	1,08	2,10		1,37	0,82	1,60		0,93	0,56	1,09		1,36	0,82	1,59		2,13	1,28	2,49		3,47	2,08	4,05	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 1Т		0,47	0,28	0,55		1,01	0,61	1,18		1,13	0,68	1,32		1,02	0,61	1,18		2,02	1,21	2,36		0,93	0,56	1,08		1,68	1,01	1,96	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 2Т		3,64	2,18	4,24		5,04	3,02	5,88		5,37	3,22	6,26		0,94	0,57	1,10		1,31	0,79	1,53		1,29	0,77	1,50		1,01	0,61	1,18	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 2Т		0,26	0,15	0,30		0,46	0,28	0,54		0,58	0,35	0,67		1,27	0,76	1,48		1,16	0,69	1,35		0,29	0,17	0,34		0,00	0,00	0,00	
10	ПС 150/35/10 Н.Тимофіївка	заг.	80,0	17,80	10,68	20,76	25,95	21,81	13,09	25,44	31,80	20,92	12,55	24,39	30,49	5,10	3,06	5,95	7,44	6,11	3,67	7,13	8,91	3,36	2,02	3,92	4,90	4,20	2,52	4,90	6,13
	ПС 150/35/10 Н.Тимофіївка	35 1Т		9,69	5,81	11,30		13,19	7,91	15,38		14,01	8,41	16,34		4,48	2,69	5,23		5,38	3,23	6,27		2,63	1,58	3,06		3,36	2,02	3,92	
	ПС 150/35/10 Н.Тимофіївка	35 2Т		8,12	4,87	9,47		8,62	5,17	10,06		6,90	4,14	8,05		0,62	0,37	0,72		0,73	0,44	0,85		0,73	0,44	0,85		0,84	0,51	0,99	
11	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	заг.	65,0	10,64	6,39	12,41	19,10	18,10	10,86	21,11	32,48	16,97	10,18	19,79	30,45	10,80	6,48	12,59	19,37	12,65	7,59	14,76	22,70	4,90	2,94	5,72	8,80	7,01	4,20	8,17	12,57
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	35 1Т		2,52	1,51	2,94		9,96	5,98	11,62		9,80	5,88	11,43		4,74	2,84	5,53		5,32	3,19	6,20		2,35	1,41	2,74		3,19	1,92	3,73	
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	10 1Т		0,48	0,29	0,56		0,32	0,19	0,37		0,40	0,24	0,47		1,03	0,62	1,20		0,82	0,49	0,96		1,61	0,96	1,87		2,58	1,55	3,00	
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	35 2Т		5,87	3,52	6,85		5,88	3,53	6,86		4,63	2,78	5,40		1,13	0,68	1,32		1,73	1,04	2,02		0,95	0,57	1,11		1,24	0,74	1,44	
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	10 2Т		1,76	1,06	2,05		1,94	1,16	2,26		2,14	1,29	2,50		3,89	2,34	4,54		4,78	2,87	5,58		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
12	ПС 150/35/6 Микільська	заг.	32,0	2,70	1,62	3,15	9,84	4,53	2,72	5,29	16,52	5,95	3,57	6,93	21,67	7,01	4,20	8,17	25,53	6,43	3,86	7,50	23,43	6,18	3,71	7,21	22,53	5,88	3,53	6,86	21,44
	ПС 150/35/6 Микільська	35 1Т		0,56	0,33	0,65		2,02	1,21	2,36		3,21	1,93	3,75		2,69	1,61	3,14		2,85	1,71	3,33		2,85	1,71	3,33		3,47	2,08	4,05	
	ПС 150/35/6 Микільська	6 1Т		1,86	1,12	2,17		1,98	1,19	2,31		2,06	1,24	2,40		4,04	2,42	4,71		2,63	1,58	3,06		1,78	1,07	2,08		1,79	1,08	2,09	
	ПС 150/35/6 Микільська	35 2Т		0,28	0,17	0,32		0,54	0,32	0,62		0,67	0,40	0,78		0,28	0,17	0,32		0,95	0,57	1,11		1,55	0,93	1,80		0,62	0,37	0,72	
	ПС 150/35/6 Микільська	6 2Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
13	ПС 150/35/10 Нова	заг.	25,0	11,44	6,86	13,34	53,35	16,38	9,83	19,11	76,42	13,22	7,93	15,42	61,67	5,84	3,51	6,82	27,26	6,34	3,80	7,39	29,56	6,29	3,77	7,33	29,32	5,56	3,34	6,49	25,95
14	ПС 150/35/10 П.Покровська	заг.	80,0	10,87	6,52	12,68	15,85	16,27	9,76	18,97	23,72	17,68	10,61	20,62	25,77	16,64	9,98	19,41	24,26	20,35	12,21	23,73	29,66	39,63	23,78	46,21	57,77	17,35	10,41	20,24	25,29
	ПС 150/35/10 П.Покровська	35 1Т		1,68	1,01	1,96		2,18	1,31	2,55		3,08	1,85	3,59		2,01	1,21	2,34		2,58	1,55	3,00		10,33	6,20	12,05		2,80	1,68	3,27	
	ПС 150/35/10 П.Покровська	10 1Т		0,09	0,06	0,11		0,14	0,09	0,17		0,20	0,12	0,23		0,26	0,15	0,30		0,33	0,20	0,38		0,05	0,03	0,06		0,20	0,12	0,23	
	ПС 150/35/10 П.Покровська	35 2Т		8,95	5,37	10,44		13,70	8,22	15,98		14,12	8,47	16,46		13,91	8,35	16,22		16,90	10,14	19,71		28,95	17,37	33,77		14,12	8,47	16,46	
	ПС 150/35/10 П.Покровська	10 2Т		0,14	0,09	0,17		0,24	0,14	0,28		0,29	0,17	0,34		0,46	0,28	0,54		0,55	0,33	0,64		0,29	0,17	0,34		0,24	0,14	0,28	
15	ПС 150/35/10 Промбаза	заг.	50,0	9,61	5,77	11,21	22,42	14,19	8,51	16,55	33,09	12,96	7,78	15,12	30,23	17,57	10,54	20,49	40,98	16,49	9,89	19,23	38,45	17,27	10,36	20,14	40,28	12,44	7,46	14,50	29,01
	ПС 150/35/10 Промбаза	35 1Т		7,06	4,23	8,23		8,17	4,90	9,53		7,21	4,33	8,41		7,78	4,67	9,07		7,11	4,27	8,29		7,00	4,20	8,16		7,22	4,33	8,42	
	ПС 150/35/10 Промбаза	10 1Т		0,00	0,00	0,00		1,29	0,77	1,50		1,24	0,74	1,44		2,30	1,38	2,68		1,80	1,08	2,10		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
	ПС 150/35/10 Промбаза	35 2Т		1,11	0,67	1,30		1,51	0,91	1,77		1,68	1,01	1,96		4,53	2,72	5,29		4,22	2,53	4,93		2,02	1,21	2,36		2,12	1,27	2,48	
	ПС 150/35/10 Промбаза	10 2Т		1,44	0,87	1,68		3,21	1,93	3,75		2,83	1,70	3,30		2,96	1,78	3,46		3,35	2,01	3,91		8,25	4,95	9,62		3,09	1,85	3,60	
16	ПС 150/35/10 Промислова	заг.	126,0	7,46	4,47	8,70	6,90	13,08	7,85	15,25	12,10	14,40	8,64	16,80	13,33	20,09	12,06	23,43	18,60	21,13	12,68	24,65	19,56	18,33	11,00	21,38	16,97	19,64	11,78	22,90	18,18
	ПС 150/35/10 Промислова	35 1Т		5,99	3,59	6,98		9,57	5,74	11,16		10,82	6,49	12,62		14,53	8,72	16,94		15,35	9,21	17,90		11,87	7,12	13,84		13,55	8,13	15,80	
	ПС 150/35/10 Промислова	10 1Т		0,92	0,55	1,07		1,85	1,11	2,16		1,71	1,03	1,99		1,34	0,80	1,56		1,35	0,81	1,57		1,21	0,72	1,41		1,37	0,82	1,60	
	ПС 150/35/10 Промислова	35 2Т		0,39	0,23	0,46		1,24	0,74	1,44		0,84	0,51	0,99		2,89	1,73	3,36		3,04	1,82	3,54		4,53	2,72	5,29		3,92	2,35	4,57	
	ПС 150/35/10 Промислова	10 2Т		0,16	0,10	0,19		0,41	0,25	0,48		1,03	0,62	1,20		1,34	0,80	1,56		1,39	0,83	1,62		0,72	0,43	0,84		0,80	0,48	0,94	
17	ПС 150/35/10 Рубанівка	заг.	50,0	4,51	2,71	5,26	10,53	9,23	5,54	10,76	21,53	8,33	5,00	9,71	19,42	11,47	6,88	13,69	14,69	13,10	7,86	15,27	30,55	12,35	7,41	14,41	28,81	7,96	4,78	9,29	18,58
	ПС 150/35/10 Рубанівка	35																													

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
18	ПС 150/35/10 Трифонівка	заг.	40,0	3,12	1,87	3,64	9,10	4,77	2,86	5,56	13,91	5,58	3,35	6,51	16,28	5,77	3,46	6,73	16,82	6,78	4,07	7,91	19,77	7,87	4,72	9,18	22,95	5,28	3,17	6,15	15,38
	ПС 150/35/10 Трифонівка	35 1Т		2,89	1,73	3,36		4,29	2,57	5,00		5,10	3,06	5,95		5,36	3,21	6,25		6,29	3,77	7,33		7,00	4,20	8,16		4,79	2,87	5,59	
	ПС 150/35/10 Трифонівка	10 1Т		0,24	0,14	0,28		0,48	0,29	0,56		0,48	0,29	0,56		0,41	0,25	0,48		0,49	0,30	0,58		0,88	0,53	1,02		0,48	0,29	0,56	
19	ПС 150/35/6 ХНПЗ	заг.	126,0	9,97	5,98	11,63	9,23	18,33	11,00	21,38	16,97	17,61	10,57	20,54	16,30	22,96	13,77	26,77	21,25	23,95	14,37	27,93	22,16	9,73	5,84	11,34	9,00	14,35	8,61	16,74	13,28
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	35 1Т		1,57	0,94	1,83		2,13	1,28	2,49		2,41	1,45	2,81		3,69	2,21	4,30		3,70	2,22	4,31		1,17	0,70	1,37		1,57	0,94	1,83	
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	6 1Т		1,11	0,67	1,30		1,67	1,00	1,95		1,49	0,90	1,74		3,19	1,92	3,73		2,63	1,58	3,06		0,82	0,49	0,96		1,03	0,62	1,20	
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	35 2Т		7,30	4,38	8,51		14,53	8,72	16,94		13,70	8,22	15,98		16,07	9,64	18,75		17,62	10,57	20,55		7,73	4,64	9,01		11,76	7,05	13,71	
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	6 2Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
20	ПС 150/35/10 Цюрупинська	заг.	103,0	10,75	6,45	12,53	12,17	13,87	8,32	16,18	15,71	18,66	11,19	21,76	21,12	23,03	13,82	26,86	26,07	25,78	15,47	30,06	29,19	21,70	13,02	25,31	24,57	12,60	7,56	14,70	14,27
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	35 1Т		6,26	3,76	7,31		7,45	4,47	8,69		11,13	6,68	12,98		12,57	7,54	14,66		14,01	8,41	16,34		11,17	6,70	13,03		6,83	4,10	7,97	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	10 1Т		0,35	0,21	0,41		1,40	0,84	1,63		0,58	0,35	0,67		0,67	0,40	0,78		0,97	0,58	1,13		5,51	3,31	6,43		1,00	0,60	1,17	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	35 2Т		3,97	2,38	4,63		4,81	2,89	5,61		6,79	4,07	7,92		8,55	5,13	9,97		10,30	6,18	12,02		3,42	2,05	3,99		4,42	2,65	5,15	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	10 2Т		0,16	0,10	0,19		0,21	0,13	0,24		0,16	0,10	0,19		1,24	0,74	1,44		0,49	0,30	0,58		1,60	0,96	1,86		0,35	0,21	0,41	
21	ПС 150/35/10 Чулаківська	заг.	50,0	7,03	4,22	8,20	16,39	16,45	9,87	19,19	38,37	13,73	8,24	16,01	32,02	11,83	7,10	13,79	27,59	14,43	8,66	16,82	33,65	20,79	12,48	24,25	48,50	10,64	6,39	12,41	24,83
	ПС 150/35/10 Чулаківська	35 1Т		4,19	2,52	4,89		11,33	6,80	13,22		7,08	4,25	8,26		4,69	2,81	5,47		7,83	4,70	9,13		13,81	8,28	16,10		5,04	3,02	5,88	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	10 1Т		0,32	0,19	0,37		0,48	0,29	0,56		0,64	0,39	0,75		0,46	0,28	0,54		0,62	0,37	0,72		0,40	0,24	0,47		0,57	0,34	0,66	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	35 2Т		2,51	1,51	2,93		4,47	2,68	5,22		5,92	3,55	6,91		6,59	3,96	7,69		5,87	3,52	6,85		6,58	3,95	7,68		5,04	3,02	5,88	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	10 2Т		0,00	0,00	0,00		0,16	0,10	0,19		0,08	0,05	0,09		0,08	0,05	0,10		0,10	0,06	0,12		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
22	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	заг.	131,5	16,57	9,94	19,32	14,69	31,48	10,27	33,11	25,18	29,32	8,83	30,63	23,29	53,27	15,41	55,45	42,17	51,93	15,51	54,20	41,21	16,55	9,93	19,30	14,68	16,68	10,01	19,45	14,79
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	35 1Т		8,14	4,88	9,49		16,49	5,11	17,26		16,49	5,11	17,26		24,01	5,52	24,63		23,70	5,69	24,37		7,22	2,17	7,54		7,33	2,20	7,65	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	10 1Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	35 2Т		5,04	3,02	5,88		11,13	3,23	11,59		9,35	2,43	9,66		18,65	4,48	19,18		17,62	4,40	18,16		5,56	1,67	5,81		5,59	1,68	5,84	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	10 2Т		3,39	2,03	3,95		3,86	1,93	4,32		3,49	1,29	3,72		10,61	5,41	11,91		10,61	5,41	11,91		3,76	1,13	3,93		3,76	1,13	3,93	
	ПС 150/35/10 ХТЕЦ	353Т		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	
23	ПС 330/150/6 Каховська	заг.	126	15,99	9,59	18,65	14,80	24,95	14,97	29,09	23,09	19,36	11,62	22,58	17,92	33,26	11,33	35,14	27,89	31,35	14,55	34,57	27,43	18,96	11,38	22,11	17,55	21,95	13,17	25,59	20,31
	ПС 330/150/6 Каховська	35 1Т		3,98	2,39	4,64		5,41	3,25	6,31		4,60	2,76	5,36		10,20	3,67	10,84		9,18	5,51	10,71		4,22	0,93	4,33		5,05	1,31	5,22	
	ПС 330/150/6 Каховська	6 1Т		4,51	2,71	5,26		5,98	3,59	6,97		3,92	2,35	4,57		8,50	3,32	9,12		7,93	1,75	8,12		4,02	1,93	4,46		4,64	2,32	5,18	
	ПС 330/150/6 Каховська	35 2Т		7,50	4,50	8,75		11,23	6,74	13,10		8,79	5,27	10,25		10,72	3,00	11,13		11,64	6,99	13,58		8,66	3,20	9,23		10,10	3,64	10,73	
	ПС 330/150/6 Каховська	6 2Т		0,00	0,00	0,00		2,33	1,40	2,72		2,06	1,24	2,40		3,84	1,35	4,07		2,60	0,31	2,62		2,06	1,09	2,33		2,16	1,17	2,46	
24	ПС 150/35/10 Генічеська	заг.	80	7,12	4,27	8,30	10,37	10,11	6,07	11,79	14,74	10,11	6,07	11,79	14,74	10,41	6,25	12,15	15,18	11,17	6,70	13,02	16,28	6,42	3,85	7,48	9,35	7,01	4,21	8,18	10,22
	ПС 150/35/10 Генічеська	35 1Т		1,96	1,18	2,28		2,54	1,52	2,96		2,86	1,72	3,34		1,78	1,07	2,07		1,83	1,10	2,13		2,31	1,39	2,70		2,48	1,49	2,89	
	ПС 150/35/10 Генічеська	10 1Т		1,61	0,97	1,88		3,27	1,96	3,81		2,87	1,72	3,35		2,74	1,64	3,20		3,10	1,86	3,61		0,53	0,32	0,62		0,59	0,35	0,69	
	ПС 150/35/10 Генічеська	35 2Т		1,05	0,63	1,22		2,07	1,24	2,41		2,51	1,50	2,92		0,87	0,52	1,02		1,00	0,60	1,17		1,60	0,96	1,87		1,78	1,07	2,07	
	ПС 150/35/10 Генічеська	10 2Т		2,50	1,50	2,91		2,23	1,34	2,60		1,92	1,15	2,24		5,02	3,01	5,86		5,24	3,14	6,11		1,97	1,18	2,30		2,17	1,30	2,53	

№ за/п.	Назва ПС 35кВ	S вст., МВ А	Літо 2026р.								Зима 2026р.								Міжсезоння 2026р.							
			Р денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Kз, %	Р вечір. Макс., МВт	Q вечір. Макс., Мвар	S вечір. Макс., МВА	Kз, %	Р денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Kз, %	Р вечір. Макс., МВт	Q вечір. Макс., Мвар	S вечір. Макс., МВА	Kз, %	Р денне зниж., МВт	Q денне зниж., Мвар	S денне зниж., МВА	Kз, %	Р вечір. Макс., МВт	Q вечір. Макс., Мвар	S вечір. Макс., МВА	Kз, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
В.Лепетиські РЕМ																										
1	В.Лепетиха 35/10	12,6	1,97	1,18	2,30	18,21	2,17	1,30	2,54	20,12	3,46	2,08	4,04	32,04	3,97	2,38	4,63	36,72	2,02	1,21	2,36	18,69	2,24	1,34	2,61	20,69
2	М.Лепетиха 35/10	8,8	0,23	0,14	0,26	3,00	0,29	0,17	0,34	3,82	0,15	0,09	0,18	2,05	0,45	0,27	0,53	6,01	0,24	0,14	0,28	3,14	0,30	0,18	0,35	3,95

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
3	Миколаївка 35/10	6,3	0,21	0,12	0,24	3,81	0,23	0,14	0,26	4,20	0,07	0,04	0,08	1,34	0,25	0,15	0,29	4,58	0,28	0,17	0,32	5,15	0,30	0,18	0,35	5,52
4	В.Рогачик 35/10	8,0	0,97	0,58	1,13	14,12	1,22	0,73	1,42	17,72	1,45	0,87	1,69	21,18	1,66	1,00	1,93	24,18	1,01	0,61	1,18	14,72	1,23	0,74	1,44	17,99
5	Ушкалка 35/10	4,3	0,24	0,14	0,28	6,43	0,28	0,17	0,32	7,55	0,34	0,20	0,40	9,22	0,34	0,20	0,40	9,22	0,25	0,15	0,29	6,71	0,29	0,17	0,34	7,81
6	Первомаївка 35/10	2,5	0,41	0,25	0,48	19,23	0,37	0,22	0,43	17,30	0,26	0,15	0,30	12,02	0,31	0,19	0,36	14,42	0,42	0,25	0,49	19,71	0,38	0,23	0,44	17,75
7	Самойлівка 35/10	2,5	0,13	0,08	0,16	6,25	0,11	0,07	0,13	5,29	0,13	0,08	0,16	6,25	0,14	0,09	0,17	6,73	0,15	0,09	0,18	7,21	0,13	0,08	0,16	6,24
Високопільські РЕМ																										
8	Н.Воронцовська 35/10	8,0	0,94	0,56	1,09	13,67	0,68	0,41	0,79	9,91	1,59	0,95	1,85	23,13	1,37	0,82	1,60	19,98	1,04	0,62	1,21	15,17	0,85	0,51	1,00	12,44
9	Погранична 35/10	4,0	0,45	0,27	0,53	13,22	0,29	0,17	0,34	8,41	0,48	0,29	0,56	14,12	0,43	0,26	0,50	12,62	0,50	0,30	0,59	14,72	0,29	0,17	0,34	8,39
10	Хрещенівська 35/10	2,5	0,16	0,10	0,19	7,69	0,13	0,08	0,16	6,25	0,16	0,10	0,19	7,69	0,11	0,07	0,13	5,29	0,19	0,11	0,22	8,65	0,16	0,10	0,19	7,68
11	Осокорівська 35/10	2,5	0,21	0,12	0,24	9,61	0,16	0,10	0,19	7,69	0,42	0,25	0,49	19,71	0,35	0,21	0,41	16,34	0,23	0,14	0,26	10,57	0,16	0,10	0,19	7,68
12	Піонер 35/10	5,0	0,29	0,17	0,34	6,73	0,20	0,12	0,23	4,57	0,32	0,19	0,37	7,45	0,23	0,14	0,26	5,29	0,32	0,19	0,37	7,45	0,25	0,15	0,29	5,76
13	З.Балка 35/10 Т-1	2,5	0,37	0,22	0,43	17,30	0,20	0,12	0,23	9,13	0,16	0,10	0,19	7,69	0,13	0,08	0,16	6,25	0,41	0,25	0,48	19,23	0,20	0,12	0,23	9,11
14	З.Балка 35/6 Т-3 (зрош.)	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Біляївська 35/10	5,0	0,13	0,08	0,16	3,12	0,11	0,07	0,13	2,64	0,23	0,14	0,26	5,29	0,20	0,12	0,23	4,57	0,14	0,09	0,17	3,36	0,13	0,08	0,16	3,12
16	Янтарна 35/10	2,5	0,34	0,20	0,40	15,86	0,28	0,17	0,32	12,98	0,24	0,14	0,28	11,05	0,20	0,12	0,23	9,13	0,22	0,13	0,25	10,09	0,28	0,17	0,32	12,95
17	Светлічна 35/10	1,6	0,16	0,10	0,19	12,02	0,21	0,12	0,24	15,02	0,32	0,19	0,37	23,28	0,31	0,19	0,36	22,53	0,18	0,11	0,20	12,77	0,21	0,12	0,24	14,99
18	Гаврилівка 35/10	2,5	0,35	0,21	0,41	16,34	0,32	0,19	0,37	14,90	0,43	0,26	0,50	20,19	0,37	0,22	0,43	17,30	0,39	0,23	0,46	18,26	0,32	0,19	0,37	14,87
19	Воскресенівська 35/10	2,5	0,26	0,15	0,30	12,02	0,18	0,11	0,20	8,17	0,24	0,14	0,28	11,05	0,18	0,11	0,20	8,17	0,26	0,15	0,30	12,02	0,17	0,10	0,20	8,15
20	Червонофлотська 35/10	2,5	0,14	0,09	0,17	6,73	0,13	0,08	0,16	6,25	0,18	0,11	0,20	8,17	0,16	0,10	0,19	7,69	0,14	0,09	0,17	6,73	0,13	0,08	0,16	6,24
21	Новодмитровская 35/10	2,5	0,29	0,17	0,34	13,46	0,28	0,17	0,32	12,98	0,31	0,18	0,36	14,31	0,35	0,21	0,41	16,34	0,29	0,17	0,34	13,46	0,28	0,17	0,32	12,95
22	Б.Криниця 35/10	6,5	0,35	0,21	0,41	6,29	0,29	0,17	0,34	5,18	0,40	0,24	0,47	7,21	0,43	0,26	0,50	7,76	0,35	0,21	0,41	6,29	0,25	0,15	0,29	4,43
23	Калининская 35/10	5,0	0,42	0,25	0,49	9,85	0,39	0,23	0,46	9,13	0,46	0,28	0,54	10,81	0,48	0,29	0,56	11,30	0,42	0,25	0,49	9,85	0,39	0,23	0,46	9,11
24	В.Олександрівська 35/10	8,0	1,97	1,18	2,30	28,69	1,66	1,00	1,93	24,18	2,38	1,43	2,78	34,70	2,52	1,51	2,94	36,80	1,97	1,18	2,30	28,69	1,44	0,86	1,68	20,99
25	Н.Кубанська 35/10	3,6	0,33	0,20	0,38	10,68	0,31	0,19	0,36	10,01	0,32	0,19	0,37	10,35	0,31	0,19	0,36	10,01	0,33	0,20	0,38	10,68	0,31	0,19	0,36	9,99
26	Борозенська 35/10	5,0	0,40	0,24	0,47	9,37	0,37	0,22	0,43	8,65	0,43	0,26	0,50	10,09	0,43	0,26	0,50	10,09	0,40	0,24	0,47	9,37	0,37	0,22	0,43	8,63
27	Колос 35/10	1,6	0,07	0,04	0,08	5,26	0,06	0,04	0,08	4,69	0,05	0,03	0,06	3,76	0,06	0,04	0,07	4,51	0,07	0,04	0,08	5,26	0,05	0,03	0,06	3,75
28	Д.Брод 35/10	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29	Вишнева 35/10	1,6	0,13	0,08	0,16	9,76	0,08	0,05	0,10	6,01	0,16	0,10	0,19	11,77	0,16	0,10	0,19	12,02	0,13	0,08	0,16	9,76	0,08	0,05	0,10	6,00
30	Високопільська 35/10	5,0	0,89	0,53	1,03	20,67	0,82	0,49	0,96	19,23	1,07	0,64	1,25	24,99	1,21	0,72	1,41	28,12	0,89	0,53	1,03	20,67	0,82	0,49	0,96	19,19
31	Архангельська 35/10	3,2	0,63	0,38	0,73	22,91	0,60	0,36	0,70	21,78	0,68	0,41	0,79	24,78	0,63	0,38	0,73	22,91	0,63	0,38	0,73	22,91	0,60	0,36	0,70	21,74
32	Вознесенівська 35/10	2,5	0,09	0,06	0,11	4,33	0,08	0,05	0,10	3,85	0,16	0,10	0,19	7,69	0,16	0,10	0,19	7,69	0,09	0,06	0,11	4,33	0,08	0,05	0,10	3,91
33	Кочубеївка 35/10	2,5	0,39	0,23	0,46	18,26	0,26	0,15	0,30	12,02	0,45	0,27	0,53	21,15	0,34	0,20	0,40	15,86	0,39	0,23	0,46	18,26	0,26	0,15	0,30	11,99
Генічеські РЕМ																										
34	Петрівка 35/10	2,5	0,45	0,27	0,53	21,15	0,46	0,28	0,54	21,63	0,97	0,58	1,13	45,18	1,09	0,66	1,27	50,95	0,64	0,38	0,75	29,80	0,65	0,39	0,76	30,22
35	Партизани 35/10	4,0	0,61	0,36	0,71	17,72	0,69	0,41	0,81	20,13	1,09	0,66	1,27	31,84	1,16	0,70	1,36	33,95	0,61	0,36	0,71	17,72	0,69	0,41	0,80	20,09
36	Н.Григорівка 35/10	4,1	0,48	0,29	0,56	13,77	0,54	0,32	0,62	15,24	0,46	0,28	0,54	13,19	0,72	0,43	0,84	20,52	0,50	0,30	0,59	14,36	0,57	0,34	0,66	16,09

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
37	Чонгар 35/10	5,0	0,48	0,29	0,56	11,30	0,54	0,32	0,62	12,50	0,83	0,50	0,97	19,47	0,68	0,41	0,79	15,86	0,48	0,29	0,56	11,30	0,53	0,32	0,62	12,47
38	Приазовська 35/10	6,5	0,65	0,39	0,76	11,65	0,68	0,41	0,79	12,20	1,06	0,64	1,24	19,04	1,21	0,72	1,41	21,63	0,68	0,41	0,79	12,20	0,71	0,43	0,83	12,73
39	Вікторівка 35/10	2,5	0,40	0,24	0,47	18,75	0,24	0,14	0,28	11,05	0,43	0,26	0,50	20,19	0,48	0,29	0,56	22,59	0,57	0,34	0,66	26,44	0,33	0,20	0,38	15,35
40	Озеряни 35/10	2,5	0,08	0,05	0,10	3,85	0,06	0,04	0,07	2,88	0,05	0,03	0,06	2,40	0,05	0,03	0,06	2,40	0,08	0,05	0,10	3,85	0,06	0,04	0,07	2,88
41	Генгірка 35/10	8,0	1,37	0,82	1,60	19,98	1,43	0,86	1,67	20,88	0,65	0,39	0,76	9,46	0,66	0,40	0,77	9,61	0,79	0,48	0,93	11,57	0,04	0,02	0,05	0,60
42	Стрількове 35/10	10,3	5,10	3,06	5,95	57,75	4,49	2,70	5,24	50,86	5,57	3,34	6,50	63,11	6,10	3,66	7,11	69,06	5,46	3,28	6,37	61,83	4,83	2,90	5,64	54,72
43	Щасливцеве 35/10	10,0	1,60	0,96	1,86	18,63	1,48	0,89	1,73	17,30	1,38	0,83	1,61	16,10	1,72	1,03	2,01	20,07	2,66	1,60	3,10	31,00	1,59	0,96	1,86	18,59
Голопристанські РЕМ																										
44	Гопри 35/10	26,0	5,10	3,06	5,95	22,88	4,49	2,70	5,24	20,15	5,57	3,34	6,50	25,00	6,10	3,66	7,11	27,36	5,46	3,28	6,37	24,49	4,83	2,90	5,64	21,68
45	Н.Збур'ївка 35/10	2,5	1,60	0,96	1,86	74,50	1,48	0,89	1,73	69,21	1,38	0,83	1,61	64,41	1,72	1,03	2,01	80,27	2,66	1,60	3,10	124,01	1,59	0,96	1,86	74,35
46	Кардашинка 35/10	4,0	0,68	0,41	0,79	19,83	0,68	0,41	0,79	19,83	0,52	0,31	0,60	15,02	0,60	0,36	0,70	17,42	1,13	0,68	1,32	33,04	0,73	0,44	0,85	21,29
47	Гладківська 35/10	2,5	1,23	0,74	1,43	57,20	1,20	0,72	1,39	55,75	1,01	0,61	1,18	47,10	1,35	0,81	1,57	62,96	0,79	0,48	0,93	37,01	0,99	0,59	1,15	46,05
48	Геройська 35/10	2,5	0,69	0,41	0,81	32,20	0,57	0,34	0,66	26,44	0,71	0,43	0,83	33,16	0,80	0,48	0,94	37,49	0,86	0,51	1,00	39,89	0,68	0,41	0,79	31,66
49	Долматівка 35/10	6,5	1,42	0,85	1,66	25,51	1,37	0,82	1,60	24,59	1,68	1,01	1,96	30,13	1,77	1,06	2,07	31,80	0,57	0,34	0,66	10,17	0,68	0,41	0,79	12,18
50	М.Копані 35/10	2,5	0,80	0,48	0,94	37,49	0,72	0,43	0,84	33,65	0,75	0,45	0,88	35,09	0,75	0,45	0,88	35,09	0,54	0,32	0,62	24,99	0,60	0,36	0,70	27,82
51	Рад.Азербайджан 35/10	2,5	0,82	0,49	0,96	38,45	0,92	0,55	1,07	42,78	0,89	0,53	1,03	41,34	1,05	0,63	1,23	49,03	0,33	0,20	0,38	15,38	0,45	0,27	0,53	21,11
52	Комінтерн 35/10	9,6	1,32	0,79	1,54	16,02	1,37	0,82	1,60	16,65	1,37	0,82	1,60	16,65	1,52	0,91	1,78	18,52	1,65	0,99	1,92	20,03	1,71	1,02	1,99	20,74
53	В.Дружинка 35/10	2,5	0,95	0,57	1,11	44,22	0,77	0,46	0,90	36,05	0,80	0,48	0,94	37,49	0,92	0,55	1,07	42,78	1,18	0,71	1,38	55,27	0,93	0,56	1,08	43,17
54	Бехтери 35/10	5,0	1,77	1,06	2,07	41,34	1,90	1,14	2,21	44,22	1,69	1,01	1,97	39,41	2,12	1,27	2,48	49,51	1,33	0,80	1,55	31,00	1,42	0,85	1,65	33,10
55	З.Порт 35/10	20,0	6,70	4,02	7,81	39,05	6,90	4,14	8,05	40,25	2,40	1,44	2,80	14,00	2,77	1,66	3,23	16,16	4,95	2,97	5,77	28,84	5,16	3,10	6,02	30,10
56	Пам'ятна 35/10	2,5	0,42	0,25	0,49	19,71	0,57	0,34	0,66	26,44	0,60	0,36	0,70	27,88	0,65	0,39	0,76	30,28	0,53	0,32	0,61	24,51	0,68	0,41	0,79	31,66
57	Б.Острів 35/10	4,0	1,85	1,11	2,16	54,07	1,74	1,04	2,03	50,77	1,58	0,95	1,84	45,96	1,72	1,03	2,01	50,17	1,63	0,98	1,90	47,46	1,52	0,91	1,77	44,37
58	Більшовик 35/10	4,0	1,16	0,70	1,36	33,95	1,08	0,65	1,26	31,54	0,57	0,34	0,66	16,52	0,82	0,49	0,96	24,03	0,87	0,52	1,01	25,23	0,80	0,48	0,94	23,38
Іванівські РЕМ																										
59	Іванівка 35/10	6,5	1,29	0,77	1,50	23,11	1,57	0,94	1,83	28,10	1,89	1,13	2,20	33,83	2,03	1,22	2,37	36,42	1,37	0,82	1,60	24,59	1,56	0,94	1,82	28,04
60	Благодатна 35/10	5,0	0,46	0,28	0,54	10,81	0,46	0,28	0,54	10,81	0,31	0,19	0,36	7,21	0,43	0,26	0,50	10,09	1,38	0,83	1,61	32,20	0,46	0,28	0,54	10,79
61	Дружбівка 35/10	4,0	0,43	0,26	0,50	12,62	0,45	0,27	0,53	13,22	0,39	0,23	0,46	11,42	0,43	0,26	0,50	12,62	0,46	0,28	0,54	13,52	0,45	0,27	0,53	13,19
62	Фрунзе 35/10	4,0	0,31	0,19	0,36	9,01	0,32	0,19	0,37	9,31	0,42	0,25	0,49	12,32	0,52	0,31	0,60	15,02	0,33	0,20	0,38	9,61	0,32	0,19	0,37	9,29
63	Н.Сірогози 35/10	6,5	1,48	0,89	1,73	26,62	1,51	0,91	1,77	27,18	1,14	0,69	1,33	20,52	1,11	0,67	1,30	19,97	1,66	1,00	1,93	29,76	1,79	1,07	2,09	32,10
64	Трофимівка 35/10	2,5	0,20	0,12	0,23	9,13	0,23	0,14	0,26	10,57	0,20	0,12	0,23	9,13	0,26	0,15	0,30	12,02	0,21	0,12	0,24	9,61	0,23	0,14	0,26	10,55
65	Першопокровка 35/10	5,0	0,63	0,38	0,73	14,66	0,82	0,49	0,96	19,23	0,83	0,50	0,97	19,47	1,06	0,64	1,24	24,75	0,70	0,42	0,82	16,34	0,98	0,59	1,14	22,79
66	Верби 35/10	4,1	0,57	0,34	0,66	16,12	0,61	0,37	0,72	17,45	0,89	0,53	1,03	25,20	0,95	0,57	1,11	26,96	0,64	0,38	0,75	18,17	0,73	0,44	0,85	20,77
67	Степна 35/10	4,1	0,47	0,28	0,55	13,32	0,66	0,40	0,77	18,76	0,63	0,38	0,73	17,88	0,86	0,51	1,00	24,33	0,49	0,30	0,58	14,07	0,66	0,39	0,77	18,72
68	КХП 35/10	2,5	0,11	0,07	0,13	5,29	0,10	0,06	0,12	4,81	0,14	0,09	0,17	6,73	0,16	0,10	0,19	7,69	0,12	0,07	0,14	5,77	0,12	0,07	0,14	5,76
Каховські РЕМ																										
69	Каховка 35/6	25,0	4,67	2,80	5,44	21,77	4,25	2,55	4,95	19,80	1,57	0,94	1,83	7,31	1,60	0,96	1,86	7,45	3,86	2,32	4,51	18,02	4,24	2,54	4,94	19,76

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
70	Каховка 35/10	12,6	1,23	0,74	1,43	11,35	0,82	0,49	0,96	7,63	12,25	7,35	14,29	113,39	12,50	7,50	14,58	115,68	1,02	0,61	1,19	9,44	0,82	0,49	0,96	7,61
71	Коробки 35/10 1Т	2,5	0,48	0,29	0,56	22,59	0,58	0,35	0,67	26,92	0,54	0,32	0,62	24,99	0,48	0,29	0,56	22,59	0,36	0,21	0,41	16,57	0,22	0,13	0,25	10,07
72	Коробки 35/10 2Т	1,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
73	Ч.Перекоп 35/10	4,1	0,46	0,28	0,54	13,19	0,45	0,27	0,53	12,90	0,69	0,41	0,81	19,64	0,61	0,36	0,71	17,29	0,19	0,11	0,22	5,28	0,23	0,14	0,26	6,43
74	Тавричанка 35/10	5,0	0,54	0,32	0,62	12,50	0,54	0,32	0,62	12,50	0,74	0,45	0,87	17,30	0,86	0,51	1,00	19,95	0,38	0,23	0,44	8,89	0,27	0,16	0,31	6,24
75	Чорнянка 35/10	8,0	0,48	0,29	0,56	7,06	0,58	0,35	0,67	8,41	0,66	0,40	0,77	9,61	0,71	0,43	0,83	10,36	0,39	0,23	0,46	5,71	0,45	0,27	0,53	6,60
76	Ретранслятор 35/10	6,3	0,20	0,12	0,23	3,62	0,32	0,19	0,37	5,91	0,46	0,28	0,54	8,58	0,52	0,31	0,60	9,54	0,30	0,18	0,35	5,53	0,32	0,19	0,37	5,90
77	ПС 35/10 «НС-5МК» (Насосна станція-5 магістральний канал)	2,5	0,03	0,02	0,04	1,44	0,03	0,02	0,04	1,44	0,16	0,10	0,19	7,69	0,18	0,11	0,20	8,17	0,01	0,01	0,01	0,48	0,01	0,01	0,01	0,48
78	Заозерная 35/10	2,5	0,11	0,07	0,13	5,29	0,08	0,05	0,10	3,85	0,26	0,15	0,30	12,02	0,23	0,14	0,26	10,57	0,07	0,04	0,08	3,36	0,07	0,04	0,08	3,36
79	НС-6по Р-1-1 35/10 (насосна станція -6 по рукаву -1-1)	1,6	0,06	0,04	0,07	4,51	0,08	0,05	0,09	5,88	0,08	0,05	0,10	6,01	0,18	0,11	0,20	12,77	0,01	0,01	0,01	0,75	0,02	0,01	0,02	1,50
80	ПС 35/10 «НС-3МК» (Насосна станція- зрошувальний магістральний канал)	1,8	0,06	0,04	0,07	4,01	0,03	0,02	0,04	2,00	0,06	0,04	0,07	4,01	0,08	0,05	0,10	5,34	0,02	0,01	0,02	1,34	0,01	0,01	0,01	0,67
81	Р.Люксембург 35/10	2,5	0,14	0,09	0,17	6,73	0,16	0,10	0,19	7,69	0,18	0,11	0,20	8,17	0,57	0,34	0,66	26,44	0,06	0,04	0,07	2,88	0,08	0,05	0,10	3,84
82	Краса Херсонщини 35/10	4,0	0,39	0,23	0,46	11,42	0,37	0,22	0,43	10,81	0,65	0,39	0,76	18,93	0,68	0,41	0,79	19,83	0,13	0,08	0,16	3,91	0,12	0,07	0,14	3,60
83	Каменка 35/10	2,5	0,43	0,26	0,50	20,19	0,37	0,22	0,43	17,30	0,55	0,33	0,64	25,47	0,31	0,19	0,36	14,42	0,35	0,21	0,41	16,34	0,30	0,18	0,35	13,91
84	Любимівка 35/10 1Т	4,0	0,92	0,55	1,07	26,74	0,97	0,58	1,13	28,24	1,45	0,87	1,69	42,36	1,45	0,87	1,69	42,36	0,30	0,18	0,35	8,71	0,36	0,22	0,42	10,49
85	Любимівка 35/10 2Т	4,0	0,55	0,33	0,64	15,92	0,35	0,21	0,41	10,21	0,40	0,24	0,47	11,72	0,43	0,26	0,50	12,62	0,19	0,11	0,22	5,41	0,17	0,10	0,20	5,10
86	Чорноморівка 35/10	2,5	0,18	0,11	0,20	8,17	0,26	0,15	0,30	12,02	0,23	0,14	0,26	10,57	0,28	0,17	0,32	12,98	0,04	0,02	0,05	1,92	0,06	0,04	0,07	2,88
87	Богданівка 35/10	2,5	1,03	0,62	1,20	48,06	0,83	0,50	0,97	38,93	2,35	1,41	2,74	109,59	2,15	1,29	2,51	100,46	1,03	0,62	1,20	48,06	0,85	0,51	1,00	39,81
88	Горностаївка 35/10	6,5	0,46	0,28	0,54	8,32	0,23	0,14	0,26	4,07	0,72	0,43	0,84	12,94	0,69	0,41	0,81	12,39	0,70	0,42	0,82	12,57	0,23	0,14	0,26	4,06
89	Каїри 35/10	2,5	0,23	0,14	0,26	10,57	0,14	0,09	0,17	6,73	0,34	0,20	0,40	15,86	0,69	0,41	0,81	32,20	0,23	0,14	0,26	10,57	0,15	0,09	0,18	7,20
90	Ольгіно 35/10	2,5	0,55	0,33	0,64	25,47	0,46	0,28	0,54	21,63	0,23	0,14	0,26	10,57	0,16	0,10	0,19	7,69	0,71	0,43	0,83	33,16	0,61	0,36	0,71	28,30
91	Б.Благовіщенка 35/10	4,3	0,57	0,34	0,66	15,37	0,48	0,29	0,56	13,13	0,63	0,38	0,73	17,05	0,65	0,39	0,76	17,61	0,19	0,11	0,22	5,03	0,25	0,15	0,29	6,69
92	Константинівка 35/10	5,0	4,04	2,42	4,71	94,23	8,08	4,85	9,42	188,46	12,12	7,27	14,13	282,69	16,16	9,70	188,70	3773,93	20,20	12,12	23,56	471,15	24,24	14,54	28,27	565,38
Н.Каховські РЕМ																										
93	Качкарівська 35/10	2,5	0,45	0,27	0,53	21,15	0,40	0,24	0,47	18,75	0,48	0,29	0,56	22,59	0,57	0,34	0,66	26,44	0,45	0,27	0,53	21,15	0,40	0,24	0,47	18,71
94	Софіївка 35/6 (зрош.)	4,0	0,05	0,03	0,06	1,50	0,05	0,03	0,06	1,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,03	0,06	1,50	0,05	0,03	0,06	1,50
95	Космос 35/6 (зрош.)	8,0	0,02	0,01	0,02	0,30	0,02	0,01	0,02	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,01	0,02	0,30	0,02	0,01	0,02	0,30
96	Н.Каїрська 35/10	1,0	0,23	0,14	0,26	26,44	0,20	0,12	0,23	22,83	0,20	0,12	0,23	22,83	0,21	0,12	0,24	24,03	0,23	0,14	0,26	26,44	0,20	0,12	0,23	22,79
97	Суханівська 35/10 (зрош.)	1,6	0,08	0,05	0,10	6,01	0,05	0,03	0,06	3,76	0,06	0,04	0,07	4,51	0,08	0,05	0,10	6,01	0,08	0,05	0,10	6,01	0,05	0,03	0,06	3,75
98	Н.Райська 35/10	5,0	0,65	0,39	0,76	15,14	0,57	0,34	0,66	13,22	0,72	0,43	0,84	16,82	0,89	0,53	1,03	20,67	0,65	0,39	0,76	15,14	0,57	0,34	0,66	13,19
99	Зоря 35/10	11,2	2,19	1,32	2,56	22,85	2,17	1,30	2,54	22,64	3,63	2,18	4,23	37,77	3,95	2,37	4,60	41,09	1,84	1,11	2,15	19,20	1,95	1,17	2,28	20,34

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
100	Високівська 35/10	6,5	0,14	0,09	0,17	2,59	0,34	0,20	0,40	6,10	0,32	0,19	0,37	5,73	0,32	0,19	0,37	5,73	0,11	0,07	0,13	2,03	0,27	0,16	0,31	4,80
101	Зміївка 35/10	5,0	0,68	0,41	0,79	15,86	0,68	0,41	0,79	15,86	0,77	0,46	0,90	18,02	0,83	0,50	0,97	19,47	0,86	0,51	1,00	19,95	0,17	0,10	0,20	4,08
102	Львівська 35/10/6	5,0	0,54	0,32	0,62	12,50	0,39	0,23	0,46	9,13	0,65	0,39	0,76	15,14	0,74	0,45	0,87	17,30	0,43	0,26	0,50	10,09	0,31	0,19	0,36	7,20
103	Тягинська 35/10	1,6	0,40	0,24	0,47	29,29	0,39	0,23	0,46	28,54	0,54	0,32	0,62	39,05	0,57	0,34	0,66	41,31	0,32	0,19	0,37	23,28	0,31	0,19	0,36	22,49
104	Раківська 35/10	2,5	0,20	0,12	0,23	9,13	0,13	0,08	0,16	6,25	0,13	0,08	0,16	6,25	0,13	0,08	0,16	6,25	0,05	0,03	0,06	2,40	0,03	0,02	0,04	1,44
105	Кіровська 35/10	5,0	0,28	0,17	0,32	6,49	1,40	0,84	1,63	32,68	0,20	0,12	0,23	4,57	0,20	0,12	0,23	4,57	0,36	0,22	0,42	8,41	2,10	1,26	2,45	48,93
106	Козацька 35/10	5,0	1,24	0,74	1,44	28,84	1,24	0,74	1,44	28,84	1,35	0,81	1,57	31,48	1,46	0,88	1,71	34,13	1,04	0,62	1,21	24,27	1,11	0,67	1,30	25,90
107	Ч.Маяк 35/10	2,5	0,37	0,22	0,43	17,30	0,31	0,19	0,36	14,42	0,42	0,25	0,49	19,71	0,52	0,31	0,60	24,03	0,46	0,28	0,54	21,63	0,08	0,05	0,10	3,84
108	Костирка 35/10	1,8	0,20	0,12	0,23	12,68	0,11	0,07	0,13	7,34	0,09	0,06	0,11	6,01	0,09	0,06	0,11	6,01	0,25	0,15	0,29	16,02	0,03	0,02	0,04	2,00
109	Заріченська 35/10	2,5	0,52	0,31	0,60	24,03	0,45	0,27	0,53	21,15	0,49	0,30	0,58	23,07	0,40	0,24	0,47	18,75	0,41	0,25	0,48	19,23	0,36	0,22	0,42	16,79
110	Порт 35/10	12,6	1,01	0,61	1,18	9,35	1,21	0,72	1,41	11,16	1,21	0,72	1,41	11,16	1,51	0,91	1,77	14,02	0,80	0,48	0,94	7,44	0,97	0,58	1,13	8,95
111	Дніпряни 35/10	2,5	1,42	0,85	1,66	66,33	1,03	0,62	1,20	48,06	0,82	0,49	0,96	38,45	0,02	0,01	0,02	0,96	1,13	0,68	1,32	52,87	0,82	0,49	0,96	38,38
112	Щорса 35/10 1Т	16,0	5,46	3,28	6,37	39,80	5,24	3,15	6,12	38,23	6,72	4,03	7,83	48,97	7,36	4,41	8,58	53,62	4,34	2,60	5,06	31,62	4,19	2,51	4,88	30,51
113	Щорса 35/10/6 2Т,3Т	20,0	1,57	0,94	1,83	9,13	0,81	0,49	0,95	4,75	2,09	1,25	2,44	12,20	2,41	1,45	2,81	14,06	1,25	0,75	1,45	7,27	0,65	0,39	0,76	3,78
114	Основа 35/10	12,6	2,01	1,21	2,34	18,60	1,90	1,14	2,21	17,55	1,90	1,14	2,21	17,55	2,46	1,48	2,87	22,79	1,61	0,96	1,87	14,88	1,51	0,91	1,76	13,99
115	Таврійська 35/10	5,6	0,14	0,09	0,17	3,00	0,09	0,06	0,11	1,93	0,69	0,41	0,81	14,38	0,80	0,48	0,94	16,74	0,11	0,07	0,13	2,36	0,07	0,04	0,08	1,50
Новотроїцькі РЕМ																										
116	Громівка 35/10	6,5	0,82	0,49	0,96	14,79	0,86	0,51	1,00	15,34	1,05	0,63	1,23	18,86	0,82	0,49	0,96	14,79	0,41	0,25	0,48	7,39	1,41	0,85	1,64	25,28
117	Василівка 35/10	2,5	0,41	0,25	0,48	19,23	0,45	0,27	0,53	21,15	0,14	0,09	0,17	6,73	0,18	0,11	0,20	8,17	0,21	0,12	0,24	9,61	0,60	0,36	0,70	27,82
118	Н.Михайлівка 35/10	2,5	0,31	0,19	0,36	14,42	0,34	0,20	0,40	15,86	0,39	0,23	0,46	18,26	0,43	0,26	0,50	20,19	0,08	0,05	0,10	3,85	0,24	0,14	0,28	11,03
119	Отрадівка 35/10	1,6	0,26	0,15	0,30	18,78	0,32	0,19	0,37	23,28	0,57	0,34	0,66	41,31	0,68	0,41	0,79	49,57	0,26	0,15	0,30	18,78	0,32	0,19	0,37	23,23
120	Подове 35/10	5,0	0,42	0,25	0,49	9,85	0,48	0,29	0,56	11,30	0,54	0,32	0,62	12,50	0,57	0,34	0,66	13,22	0,10	0,06	0,12	2,40	0,11	0,07	0,13	2,64
121	Попелак 35/10	2,5	0,23	0,14	0,26	10,57	0,26	0,15	0,30	12,02	0,26	0,15	0,30	12,02	0,24	0,14	0,28	11,05	0,06	0,04	0,07	2,88	0,01	0,01	0,01	0,48
122	Сиваши 35/10	6,5	0,75	0,45	0,88	13,50	0,72	0,43	0,84	12,94	1,00	0,60	1,17	17,93	1,64	0,98	1,91	29,39	0,75	0,45	0,88	13,50	0,72	0,43	0,84	12,91
123	Федорівка 35/10	5,0	0,28	0,17	0,32	6,49	0,35	0,21	0,41	8,17	0,32	0,19	0,37	7,45	0,35	0,21	0,41	8,17	0,36	0,22	0,42	8,41	0,70	0,42	0,82	16,31
124	Чкалове 35/10	6,5	0,82	0,49	0,96	14,79	0,89	0,53	1,03	15,90	1,35	0,81	1,57	24,22	1,38	0,83	1,61	24,77	1,09	0,66	1,27	19,60	1,77	1,06	2,06	31,73
Скадовські РЕМ																										
125	Скадовська 35/10	20,0	4,32	2,59	5,03	25,17	4,12	2,47	4,81	24,03	6,58	3,95	7,68	38,39	6,98	4,19	8,13	40,67	4,14	2,49	4,83	24,15	3,95	2,37	4,61	23,03
126	Приморська 35/10	6,5	0,32	0,19	0,37	5,73	0,28	0,17	0,32	4,99	0,32	0,19	0,37	5,73	0,28	0,17	0,32	4,99	0,30	0,18	0,35	5,36	0,26	0,15	0,30	4,61
127	Грушівка 35/10	4,1	0,23	0,14	0,26	6,45	0,18	0,11	0,20	4,98	0,34	0,20	0,40	9,67	0,37	0,22	0,43	10,55	0,22	0,13	0,25	6,15	0,16	0,10	0,19	4,68
128	Таврія 35/10	6,5	0,28	0,17	0,32	4,99	0,23	0,14	0,26	4,07	0,26	0,15	0,30	4,62	0,34	0,20	0,40	6,10	0,26	0,15	0,30	4,62	0,22	0,13	0,25	3,87
129	Н.Миколаївка 35/10	6,5	0,32	0,19	0,37	5,73	0,26	0,15	0,30	4,62	0,42	0,25	0,49	7,58	0,40	0,24	0,47	7,21	0,23	0,14	0,26	4,07	0,19	0,11	0,22	3,32
130	Красна 35/10	8,0	0,63	0,38	0,73	9,16	0,66	0,40	0,77	9,61	0,48	0,29	0,56	7,06	0,63	0,38	0,73	9,16	0,44	0,27	0,52	6,46	0,47	0,28	0,55	6,90
131	Н.Російська 35/10	5,0	0,31	0,19	0,36	7,21	0,24	0,14	0,28	5,53	0,36	0,22	0,42	8,41	0,63	0,38	0,73	14,66	0,23	0,14	0,26	5,29	0,17	0,10	0,20	4,08
132	Молодіжна 35/10	10,3	1,72	1,03	2,01	19,48	1,40	0,84	1,63	15,87	1,42	0,85	1,66	16,10	1,40	0,84	1,63	15,87	1,24	0,74	1,44	14,00	1,01	0,60	1,18	11,41
133	Михайлівка 35/10	2,5	0,28	0,17	0,32	12,98	0,24	0,14	0,28	11,05	0,34	0,20	0,40	15,86	0,35	0,21	0,41	16,34	0,20	0,12	0,23	9,13	0,17	0,10	0,20	8,15
134	Птахівка 35/10	2,5	0,24	0,14	0,28	11,05	0,23	0,14	0,26	10,57	0,24	0,14	0,28	11,05	0,24	0,14	0,28	11,05	0,23	0,14	0,26	10,57	0,22	0,13	0,25	10,07

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
135	Берегова 35/10	5,0	0,01	0,01	0,01	0,24	0,01	0,01	0,01	0,24	0,03	0,02	0,04	0,72	0,03	0,02	0,04	0,72	0,02	0,01	0,02	0,35	0,01	0,01	0,01	0,24
136	Морська 35/10	6,5	0,49	0,30	0,58	8,87	0,49	0,30	0,58	8,87	0,48	0,29	0,56	8,69	0,49	0,30	0,58	8,87	0,74	0,45	0,87	13,31	0,49	0,30	0,58	8,86
137	Широка 35/10	2,5	4,04	2,42	4,71	188,46	8,08	4,85	9,42	376,92	12,12	7,27	14,13	565,38	16,16	9,70	18,85	753,84	20,20	12,12	23,56	942,31	24,24	14,54	28,27	1130,77
Олешківські РЕМ																										
138	Лісна 35/10	10,3	2,78	1,67	3,24	31,50	2,69	1,61	3,14	30,45	2,98	1,79	3,47	33,72	4,59	2,75	5,35	51,91	2,44	1,47	2,85	27,65	2,35	1,41	2,75	26,66
139	Б.Копані 35/10	6,5	1,90	1,14	2,21	34,01	1,52	0,91	1,78	27,36	1,48	0,89	1,73	26,62	1,52	0,91	1,78	27,36	1,42	0,85	1,66	25,51	1,14	0,68	1,33	20,48
140	Подокалинівка 35/10	1,6	0,61	0,36	0,71	44,31	0,49	0,30	0,58	36,05	0,48	0,29	0,56	35,30	0,55	0,33	0,64	39,80	0,49	0,30	0,58	36,05	0,67	0,40	0,78	48,72
141	Тарасівка 35/10	3,5	0,89	0,53	1,03	29,53	0,58	0,35	0,67	19,23	0,48	0,29	0,56	16,14	0,61	0,36	0,71	20,26	0,73	0,44	0,85	24,38	0,78	0,47	0,91	26,04
142	Брилівка 35/10	8,0	0,49	0,30	0,58	7,21	0,71	0,43	0,83	10,36	0,89	0,53	1,03	12,92	1,01	0,61	1,18	14,72	0,41	0,25	0,48	6,01	0,96	0,57	1,12	13,94
143	Н.Маячка 35/10	8,0	1,63	0,98	1,90	23,73	1,80	1,08	2,10	26,29	1,79	1,08	2,09	26,14	2,09	1,25	2,44	30,49	1,33	0,80	1,55	19,38	2,45	1,47	2,85	35,68
144	Ст.Маячка 35/10	2,5	0,83	0,50	0,97	38,93	0,65	0,39	0,76	30,28	0,35	0,21	0,41	16,34	0,65	0,39	0,76	30,28	0,68	0,41	0,79	31,72	0,87	0,52	1,02	40,77
145	Костогризиво 35/10	3,2	0,48	0,29	0,56	17,65	0,21	0,12	0,24	7,51	0,32	0,19	0,37	11,64	0,28	0,17	0,32	10,14	0,32	0,19	0,37	11,64	0,17	0,10	0,20	6,37
146	К.Лагері 35/10	5,0	1,57	0,94	1,83	36,53	0,68	0,41	0,79	15,86	0,98	0,59	1,14	22,83	1,29	0,77	1,50	30,04	2,47	1,48	2,88	57,68	1,07	0,64	1,25	24,94
147	Раденська 35/10	2,5	0,97	0,58	1,13	45,18	0,89	0,53	1,03	41,34	1,08	0,65	1,26	50,47	1,06	0,64	1,24	49,51	0,73	0,44	0,85	34,13	0,67	0,40	0,78	31,18
Чаплинські РЕМ																										
148	Чаплинка 35/10	15,9	2,12	1,27	2,48	15,57	2,37	1,42	2,76	17,38	2,97	1,78	3,46	21,77	3,64	2,18	4,24	26,68	2,65	1,59	3,09	19,42	3,26	1,96	3,80	23,91
149	Григорівка 35/10	5,0	0,80	0,48	0,94	18,75	0,74	0,45	0,87	17,30	0,72	0,43	0,84	16,82	0,94	0,56	1,09	21,87	0,77	0,46	0,90	18,02	0,72	0,43	0,84	16,79
150	Асканія Нова 35/10	8,0	0,74	0,45	0,87	10,81	0,82	0,49	0,96	12,02	0,94	0,56	1,09	13,67	1,05	0,63	1,23	15,32	0,54	0,32	0,62	7,81	0,41	0,25	0,48	6,00
151	К.Володимирівка 35/10	8,0	1,31	0,79	1,53	19,08	0,82	0,49	0,96	12,02	0,40	0,24	0,47	5,86	0,53	0,32	0,61	7,66	0,43	0,26	0,50	6,31	0,27	0,16	0,31	3,90
152	Шевченко 35/10	1,8	0,43	0,26	0,50	28,04	0,39	0,23	0,46	25,37	0,39	0,23	0,46	25,37	0,46	0,28	0,54	30,04	0,37	0,22	0,43	24,03	0,20	0,12	0,23	12,66
153	Балтазарівка 35/10	2,5	0,39	0,23	0,46	18,26	0,28	0,17	0,32	12,98	0,37	0,22	0,43	17,30	0,46	0,28	0,54	21,63	0,48	0,29	0,56	22,59	0,38	0,23	0,44	17,75
154	Хрестівка 35/10	2,5	0,98	0,59	1,14	45,66	0,68	0,41	0,79	31,72	0,55	0,33	0,64	25,47	0,31	0,19	0,36	14,42	0,84	0,51	0,99	39,41	0,34	0,20	0,40	15,83
155	Хлібодарівка 35/10	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
156	Строганівка 35/10	2,5	0,37	0,22	0,43	17,30	0,34	0,20	0,40	15,86	0,35	0,21	0,41	16,34	0,54	0,32	0,62	24,99	0,33	0,20	0,38	15,38	0,30	0,18	0,35	13,91
157	Маркєєво 35/10	1,6	0,05	0,03	0,06	3,76	0,06	0,04	0,07	4,51	0,06	0,04	0,07	4,51	0,08	0,05	0,10	6,01	0,07	0,04	0,08	5,26	0,12	0,07	0,14	8,99
158	Каланчак 35/10	12,6	1,94	1,16	2,26	17,93	1,90	1,14	2,21	17,55	2,68	1,61	3,12	24,80	3,12	1,87	3,64	28,90	1,63	0,98	1,90	15,07	0,32	0,19	0,37	2,95
159	Привілля 35/10	2,5	1,08	0,65	1,26	50,47	0,77	0,46	0,90	36,05	0,48	0,29	0,56	22,59	0,00	0,00	0,00	0,00	1,34	0,80	1,56	62,48	1,29	0,77	1,50	59,96
160	Ключева 35/10	2,5	0,42	0,25	0,49	19,71	0,45	0,27	0,53	21,15	0,65	0,39	0,76	30,28	0,80	0,48	0,94	37,49	0,53	0,32	0,61	24,51	0,75	0,45	0,88	35,02
161	Н.Київка 35/10	1,8	0,26	0,15	0,30	16,69	0,23	0,14	0,26	14,69	0,24	0,14	0,28	15,35	0,27	0,16	0,32	17,79	0,32	0,19	0,37	20,69	0,31	0,19	0,36	19,99
162	Ч.Чабан 35/10	2,5	0,24	0,14	0,28	11,05	0,26	0,15	0,30	12,02	0,33	0,20	0,38	15,38	0,29	0,17	0,34	13,46	0,29	0,17	0,34	13,46	0,43	0,26	0,50	20,15
163	Мирна 35/10	8,1	0,37	0,22	0,43	5,34	0,37	0,22	0,43	5,34	0,28	0,17	0,32	4,01	0,54	0,32	0,62	7,71	0,31	0,19	0,36	4,45	0,06	0,04	0,07	0,89
Херсонські РЕМ																										
164	Комсомольська 35/6 1Т	16,0	6,15	3,69	7,17	44,84	5,69	3,41	6,63	41,46	9,16	5,50	10,68	66,76	9,30	5,58	10,85	67,82	4,73	2,84	5,52	34,47	4,37	2,62	5,10	31,85
165	Комсомольська 35/6 2Т	16,0	4,77	2,86	5,56	34,77	4,37	2,62	5,09	31,84	8,07	4,84	9,41	58,80	7,40	4,44	8,63	53,92	3,68	2,21	4,29	26,81	3,35	2,01	3,91	24,43
166	Бетонверф 35/6 1Т	6,3	0,30	0,18	0,35	5,53	0,24	0,14	0,28	4,39	1,14	0,69	1,33	21,17	0,88	0,53	1,02	16,21	0,30	0,18	0,35	5,53	0,21	0,12	0,24	3,81
167	Бетонверф 35/6 2Т	6,3	0,48	0,29	0,56	8,96	0,22	0,13	0,25	4,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,48	0,29	0,56	8,96	0,19	0,11	0,22	3,43

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
168	Кіндійська 35/6	20,0	3,75	2,25	4,37	21,87	3,10	1,86	3,62	18,08	2,73	1,64	3,18	15,92	2,78	1,67	3,24	16,22	2,63	1,58	3,06	15,32	2,16	1,30	2,52	12,59
169	Консервна 35/6 1Т	7,5	1,92	1,15	2,24	29,80	1,48	0,89	1,73	23,07	3,03	1,82	3,53	47,08	2,92	1,75	3,40	45,35	1,47	0,88	1,72	22,91	1,14	0,68	1,33	17,75
170	Консервна 35/6 2Т	10,0	0,82	0,49	0,96	9,61	0,57	0,34	0,66	6,61	4,07	2,44	4,75	47,46	4,53	2,72	5,29	52,87	2,56	1,53	2,98	29,80	1,76	1,06	2,05	20,51
171	Оч.Спорудт 35/6 1Т	10,0	0,66	0,40	0,77	7,69	0,87	0,52	1,01	10,09	0,48	0,29	0,56	5,65	0,56	0,33	0,65	6,49	0,53	0,32	0,61	6,13	0,68	0,41	0,79	7,91
172	Оч.Споруди 35/6 2Т	10,0	1,50	0,90	1,75	17,54	1,96	1,17	2,28	22,83	2,95	1,77	3,44	34,37	3,29	1,97	3,83	38,33	0,98	0,59	1,14	11,42	1,28	0,77	1,49	14,87
173	Текстильна 35/6 1Т	16,0	6,54	3,93	7,63	47,69	6,87	4,12	8,01	50,09	6,35	3,81	7,40	46,26	6,33	3,80	7,38	46,11	5,03	3,02	5,86	36,65	5,28	3,17	6,15	38,45
174	Текстильна 35/6 2Т	16,0	3,42	2,05	3,99	24,93	3,65	2,19	4,25	26,59	5,80	3,48	6,77	42,28	5,40	3,24	6,30	39,35	2,64	1,58	3,08	19,23	2,81	1,68	3,27	20,46
175	Дзержинська 35/6 1Т	16,0	1,54	0,92	1,79	11,19	1,42	0,85	1,66	10,36	1,66	1,00	1,93	12,09	1,66	1,00	1,93	12,09	1,16	0,70	1,36	8,49	1,07	0,64	1,25	7,79
176	Дзержинська 35/6 2Т	16,0	1,42	0,85	1,66	10,36	0,79	0,48	0,93	5,78	1,33	0,80	1,55	9,69	1,13	0,68	1,32	8,26	1,57	0,94	1,83	11,42	1,57	0,94	1,83	11,47
177	Заводська 35/6 1Т	16,0	2,70	1,62	3,15	19,68	2,43	1,46	2,84	17,72	4,04	2,42	4,71	29,44	3,96	2,37	4,61	28,84	3,45	2,07	4,03	25,16	3,32	1,99	3,87	24,21
178	Заводська 35/6 2Т	16,0	1,17	0,70	1,37	8,56	1,54	0,92	1,79	11,19	1,30	0,78	1,51	9,46	1,61	0,96	1,87	11,72	1,40	0,84	1,63	10,21	1,64	0,98	1,91	11,92
179	Будівельна 35/6 1Т	7,5	1,35	0,81	1,57	20,99	1,27	0,76	1,48	19,71	2,24	1,34	2,61	34,77	2,49	1,50	2,91	38,77	1,23	0,74	1,43	19,07	1,15	0,69	1,34	17,91
180	Будівельна 35/6 2Т	6,3	3,09	1,85	3,60	57,22	2,80	1,68	3,27	51,88	3,37	2,02	3,93	62,37	3,68	2,21	4,29	68,09	3,96	2,37	4,61	73,24	3,83	2,30	4,46	70,81
181	Дніпровська 35/6 1Т	16,0	2,34	1,40	2,73	17,05	1,62	0,97	1,89	11,79	4,83	2,90	5,64	35,22	4,37	2,62	5,09	31,84	1,79	1,08	2,09	13,07	1,67	1,00	1,94	12,15
182	Дніпровська 35/6 2Т	16,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
183	Кошова 35/6 1Т	6,3	2,50	1,50	2,92	46,35	2,95	1,77	3,44	54,55	4,07	2,44	4,75	75,34	4,29	2,57	5,00	79,34	2,81	1,69	3,28	52,07	3,26	1,96	3,80	60,34
184	Кошова 35/6 2Т	6,3	2,25	1,35	2,62	41,58	2,07	1,24	2,42	38,34	3,04	1,82	3,54	56,27	2,89	1,73	3,36	53,41	2,25	1,35	2,62	41,58	1,81	1,09	2,11	33,50
185	Острівна 35/6 1Т	10,0	0,07	0,04	0,08	0,84	0,07	0,04	0,08	0,84	0,54	0,32	0,62	6,25	0,59	0,35	0,68	6,85	0,07	0,04	0,08	0,84	0,06	0,04	0,07	0,72
186	Острівна 35/6 2Т	10,0	3,54	2,13	4,13	41,34	3,23	1,94	3,76	37,61	2,51	1,51	2,93	29,32	2,61	1,56	3,04	30,40	3,23	1,94	3,76	37,61	2,92	1,75	3,41	34,06
187	Північна 35/10 1Т	10,0	2,85	1,71	3,33	33,28	3,94	2,36	4,59	45,90	3,28	1,97	3,82	38,21	3,43	2,06	4,00	40,01	2,31	1,38	2,69	26,92	3,18	1,91	3,71	37,06
188	Північна 35/10 2Т	16,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
189	ТОК 35/10 1Т	4,0	0,48	0,29	0,56	14,12	0,48	0,29	0,56	14,12	0,65	0,39	0,76	18,93	0,65	0,39	0,76	18,93	0,32	0,19	0,37	9,31	0,32	0,19	0,37	9,29
190	ТОК 35/10 2Т	4,0	4,04	2,42	4,71	117,79	8,08	4,85	9,42	235,58	12,12	7,27	14,13	353,36	16,16	9,70	18,85	471,15	20,20	12,12	23,56	588,94	24,24	14,54	28,27	706,73
191	Сонячна 35/10	2,5	0,16	0,10	0,19	7,69	0,11	0,07	0,13	5,29	0,24	0,14	0,28	11,05	0,24	0,14	0,28	11,05	0,14	0,09	0,17	6,73	0,10	0,06	0,12	4,80
192	Сухарна 35/10 1Т	10,0	2,75	1,65	3,21	32,08	3,32	1,99	3,87	38,69	5,47	3,28	6,38	63,81	6,27	3,76	7,32	73,18	2,08	1,25	2,43	24,27	2,48	1,49	2,89	28,90
193	Сухарна 35/10 2Т	10,0	1,00	0,60	1,17	11,66	1,06	0,64	1,24	12,38	1,16	0,70	1,36	13,58	1,63	0,98	1,90	18,99	1,12	0,67	1,31	13,10	1,17	0,70	1,37	13,67
194	Камишани 35/10 1Т	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
195	Камишани 35/10 2Т	4,0	0,37	0,22	0,43	10,81	0,65	0,39	0,76	18,93	0,76	0,46	0,89	22,23	0,77	0,46	0,90	22,53	0,29	0,17	0,34	8,41	0,51	0,31	0,60	14,99
196	МВС 35/10 1Т	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	1,37	0,82	1,60	39,95	0,00	0,00	0,00	0,00	2,26	1,35	2,63	65,79	0,10	0,06	0,12	3,00	0,24	0,14	0,28	6,90
197	МВС 35/10 2Т	4,0	1,05	0,63	1,23	30,64	0,00	0,00	0,00	0,00	1,85	1,11	2,16	54,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
198	Антонівська 35/10 1Т	1,0	0,18	0,11	0,20	20,43	0,21	0,12	0,24	24,03	0,02	0,01	0,02	2,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,07	0,14	14,42	0,14	0,09	0,17	16,79
199	Антонівська 35/6 2Т	4,0	0,59	0,35	0,68	17,12	0,88	0,53	1,02	25,53	0,67	0,40	0,78	19,53	0,57	0,34	0,66	16,52	0,41	0,25	0,48	12,02	0,62	0,37	0,72	17,99
200	Білозерка 35/10	14,0	2,26	1,35	2,63	18,80	1,69	1,01	1,97	14,08	2,55	1,53	2,97	21,20	2,04	1,22	2,38	16,99	1,78	1,07	2,08	14,85	1,33	0,80	1,55	11,05
201	Прогрес 35/10	2,5	0,57	0,34	0,66	26,44	0,45	0,27	0,53	21,15	0,21	0,12	0,24	9,61	0,28	0,17	0,32	12,98	0,44	0,27	0,52	20,67	0,36	0,22	0,42	16,79
202	Ш.Балка 35/10 1Т	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
203	Ш.Балка 35/10 2Т	2,5	0,91	0,54	1,06	42,30	0,65	0,39	0,76	30,28	0,65	0,39	0,76	30,28	0,48	0,29	0,56	22,59	0,82	0,49	0,96	38,45	0,59	0,35	0,68	27,34

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
204	Радянська 35/10 1Т	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
205	Радянська 35/10 2Т	2,5	0,39	0,23	0,46	18,26	0,35	0,21	0,41	16,34	0,35	0,21	0,41	16,34	0,43	0,26	0,50	20,19	0,36	0,22	0,42	16,82	0,32	0,19	0,37	14,87
206	Чернобаївка 35/10	8,0	0,89	0,53	1,03	12,92	0,80	0,48	0,94	11,72	2,24	1,34	2,61	32,59	2,06	1,24	2,40	30,04	0,79	0,48	0,93	11,57	0,71	0,43	0,83	10,34
207	Дар'ївська 35/10 1Т	4,0	1,61	0,96	1,87	46,86	1,52	0,91	1,78	44,46	1,94	1,16	2,26	56,48	1,94	1,16	2,26	56,48	2,08	1,25	2,43	60,68	2,28	1,37	2,66	66,56
208	Дар'ївська 35/10 2Т	3,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
209	Станіслав 35/10	6,3	1,21	0,72	1,41	22,32	0,97	0,58	1,13	17,93	0,72	0,43	0,84	13,35	0,61	0,36	0,71	11,25	1,09	0,66	1,27	20,22	0,87	0,52	1,02	16,18
210	Олександрівка 35/10	2,5	0,45	0,27	0,53	21,15	0,35	0,21	0,41	16,34	0,32	0,19	0,37	14,90	0,28	0,17	0,32	12,98	0,41	0,25	0,48	19,23	0,31	0,19	0,36	14,39
211	Токарівка 35/10	6,5	0,54	0,32	0,62	9,61	0,58	0,35	0,67	10,35	0,75	0,45	0,88	13,50	0,83	0,50	0,97	14,97	0,48	0,29	0,56	8,69	0,52	0,31	0,61	9,41
212	Інгулецька 35/10	4,0	0,24	0,14	0,28	6,91	0,21	0,12	0,24	6,01	0,65	0,39	0,76	18,93	0,32	0,19	0,37	9,31	0,31	0,19	0,36	9,01	0,31	0,19	0,36	8,99
213	Східна 35/10	12,6	1,21	0,72	1,41	11,16	0,72	0,43	0,84	6,68	1,01	0,61	1,18	9,35	0,86	0,51	1,00	7,92	1,07	0,64	1,25	9,92	0,64	0,38	0,74	5,90
214	Киселівка 35/10	2,5	0,89	0,53	1,03	41,34	0,65	0,39	0,76	30,28	0,57	0,34	0,66	26,44	0,45	0,27	0,53	21,15	0,78	0,47	0,91	36,53	0,58	0,35	0,67	26,86
215	Правдинно 35/10	2,5	0,54	0,32	0,62	24,99	0,40	0,24	0,47	18,75	0,39	0,23	0,46	18,26	0,28	0,17	0,32	12,98	0,48	0,29	0,56	22,59	0,36	0,22	0,42	16,79
216	Торгова 35/10	4,0	1,45	0,87	1,69	42,36	1,29	0,77	1,50	37,55	2,17	1,30	2,54	63,39	1,85	1,11	2,16	54,07	1,29	0,77	1,50	37,55	1,14	0,68	1,33	33,28
217	Г.Велетень 35/10 1Т	2,5	1,52	0,91	1,78	71,14	1,17	0,70	1,37	54,79	1,21	0,72	1,41	56,24	0,97	0,58	1,13	45,18	1,21	0,72	1,41	56,24	0,93	0,56	1,08	43,17
218	Г.Велетень 35/10 2Т	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
219	Садове 35/10	2,5	0,26	0,15	0,30	12,02	0,24	0,14	0,28	11,05	0,54	0,32	0,62	24,99	0,48	0,29	0,56	22,59	0,19	0,11	0,22	8,65	0,16	0,10	0,19	7,68
220	Батумська 35/10	2,5	0,72	0,43	0,84	33,65	0,57	0,34	0,66	26,44	0,37	0,22	0,43	17,30	0,29	0,17	0,34	13,46	0,57	0,34	0,66	26,44	0,44	0,27	0,52	20,63
221	Музиківська 35/10	2,5	0,97	0,58	1,13	45,18	0,80	0,48	0,94	37,49	0,72	0,43	0,84	33,65	0,65	0,39	0,76	30,28	0,87	0,52	1,01	40,37	0,71	0,43	0,83	33,10

9. Дані щодо завантаження електричних мереж напругою 20 кВ та вище в характерні періоди їх роботи для нормальних та ремонтних режимів

Для характерних періодів роботи електричних мереж напругою 20 кВ та вище АТ “Херсонобленерго” на підставі існуючих та прогнозних даних (вказаних в розділі “8. Дані щодо потужності в енерговузлах системи розподілу, враховуючи формування переліку елементів мережі, що спричиняють обмеження та/або неналежну якість електропостачання споживачів, які потребують виконання заходів щодо підсилення з метою забезпечення інтеграції нового навантаження та виробництва до системи розподілу”) виконані розрахунки завантаження електричних мереж напругою 20 кВ та вище для нормальних та ремонтних режимів роботи (Додаток 4. Аналіз досліджених режимів з урахуванням існуючого та прогнозного завантаження системи розподілу).

Перевірку пропускної спроможності та відповідності схеми електричної мережі 35-150 кВ, що належать до мереж оператора системи розподілу АТ “Херсонобленерго” вимогам надійності здійснено на основі нормального режиму роботи електричної мережі станом на 01.01.2021р.

Розрахунки виконані за допомогою програмного комплексу “Дакар ЕЛЕКС V.16.1”. Літні режими роботи мереж розраховані при температурі навколишнього середовища +40°C вдень, +30°C ввечері та +25°C вночі, зимові — при температурі +0°C.

Нормальний режим роботи електричної мережі станом роботи в літній, зимовий період 2020 року, розрахований для денного зниження та вечірнього максимуму зимових та літніх навантажень та літніх мінімальних навантажень показав, що пропускна спроможність елементів мережі не перевищує тривало допустимі норми. Рівні напруги знаходяться в допустимих межах.

За результатами проведеного аналізу встановлено відсутність енерговузлів, які працюють з перевантаженням окремих елементів, та по режиму роботи яких замовникам може бути відмовлено у видачі технічних умов на приєднання нових (збільшення потужності існуючих) електроустановок.

Розрахунки нормальних режимів роботи електричної мережі в характерні періоди їх роботи у 2021, 2022 роках і в перспективі до 2026 року вказують на те, що в літній період на вечірній максимум з урахуванням потужності виданих технічних умов про приєднання, навантаження силових трансформаторів на підстанціях 150 кВ “Дудчино” та “Н.Олексіївка” наближається до номінального.

Розрахунки ремонтних та ремонтно-аварійних режимів роботи електричної мережі 150 кВ та вище Південного регіону ОЕС України в характерні періоди їх роботи у 2021, 2026 роках у вечірній максимум літніх навантажень, при відсутності значної потужності генерації ВДЕ, вказують на можливе перевантаження ПЛ-150 кВ транзиту “ХНПЗ — Комунальна — ХТЕЦ — Микільська — КГЕС” ; також в перспективі на 2021-2026 роки вказують на те, що у період денного зниження літа при максимальній генеруючій потужності ВДЕ яка буде приєднана до мереж, можливе перевантаження ПЛ 150 кВ “Н.Троїцьк — Партизани” та ПЛ 150 кВ “П.Покровська — Жовтнева” з урахуванням температурного коефіцієнта для пропускної спроможності проводу.

10. Інформація (фактичні та заплановані рівні показників) щодо якості електропостачання (комерційна якість послуг, надійність (безперервність) та якість електроенергії) та заходів, направлених на її підвищення.

10.1 НАДІЙНІСТЬ (БЕЗПЕРЕРВНІСТЬ)

Надійність (безперервність) електропостачання споживача характеризується такими показниками:

- 1) індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні (SAIDI)
- 2) індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні (SAIFI)
- 3) індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні (MAIFI)
- 4) розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS)

09.12.2020 року постановою НКРЕКП № 2380 встановлено тариф на послуги з розподілу електричної енергії АТ «ХЕРСОНОБЛЕНЕРГО» із застосуванням стимулюючого регулювання.

Стимулююче регулювання – система тарифоутворення на основі довгострокового регулювання тарифів, спрямованого на залучення інвестицій для будівництва та модернізації інфраструктури електричних мереж та стимулювання ефективності витрат електророзподільних компаній.

Стимулююче регулювання призведе до збільшення обсягів будівництва і реконструкції електричних мереж та підстанцій, що сприятиме здешевленню та скороченню терміну приєднання до електричних мереж нових споживачів, а також підвищенню якості послуги з розподілу електричної енергії існуючим споживачам, зниженню величини витрат електричної енергії в мережах та зниженню цільового показника надійності (безперервності) електропостачання.

Цільовий показник надійності (безперервності) електропостачання для ліцензіатів, що здійснюють господарську діяльність з розподілу електричної енергії – це Індекс середньої тривалості довгих перерв (технологічні порушення в мережах ліцензіата та заплановані без попередження споживача) в електропостачанні в системі на рівнях напруги до 0,4 – 20 кВ, що визначається окремо для міських та сільських населених пунктів. хв.

Цільове завдання АТ "Херсонобленерго" щодо досягнення показників якості послуг (SAIDI) з розподілу електричної енергії на 2021-2033 роки наведені в таблиці.

Таблиця 10.1.1

Цільові показники надійності (безперервності) електропостачання за 2018-2020 роки та план на 2021-2033 роки по АТ «Херсонобленерго»

№ з/п	Показники якості, хвилини	2018 рік (факт)	2019 рік (факт)	2020 рік (факт)	Базовий індекс	2021 рік	2022 рік (прогнозований індекс)	2023 рік (прогнозований індекс)	2024 рік (прогнозований індекс)	2025 рік (прогнозований індекс)	2026 рік (прогнозований індекс)	2027 рік (прогнозований індекс)	2028 рік (прогнозований індекс)	2029 рік (прогнозований індекс)	2030 рік (прогнозований індекс)	2031 рік (прогнозований індекс)	2032 рік (прогнозований індекс)	2033 рік (цільовий індекс)
1	SAIDI для міської території	675	653	475	601	566	532	497	462	428	393	358	323	289	254	219	185	150
2	SAIDI для сільської території	1 005	1 183	1 111	1 100	1 038	977	915	854	792	731	669	608	546	485	423	362	300

Згідно аналізу складових цільового показника надійності (безперервності) електропостачання (таблиця 10.1.2.) складова показника SAIDI як для міської так і

для сільської місцевості на клас напруги 6-20кВ значно перевищує складову показника SAIDI на клас напруги 0,4кВ.

Таблиця 10.1.2

Аналіз цільового показника SAIDI по класам напруги за 2018-2020 роки

Назва складової	РІК			Середнє значення за три роки	
	2018	2019	2020	Хв.	%
SAIDI 6-20кВ міська територія	502.52	514.75	343.28	453.52	75%
SAIDI 0,4кВ міська територія	182.14	145.31	131.91	153.12	25%
SAIDI 6-20кВ сільська територія	826.93	983.69	881.58	897.40	81%
SAIDI 0,4кВ сільська територія	183.90	210.65	229.20	207.92	19%

Виходячи зі статистики складових цільового показника надійності (безперервності) електропостачання за 2018-2020 роки Товариство визначило пріоритетні напрямки на 2022-2026 роки щодо зменшення показників SAIDI за рахунок впровадження технічних заходів в розподільних мережах і обладнанні 6-10кВ по всій території області, та в мережах 0,4кВ переважно в міській місцевості.

З метою покращення показників надійності (безперервності) електропостачання в Плані розвитку передбачено виконання ряду заходів, які наведені в таблиці.

Таблиця 10.1.3

Заходи направлені на зниження показника SAIDI

№/п	Заходи
1	Підвищення надійності роботи обладнання за рахунок реконструкцій, технічного переоснащення та будівництва електричних мереж та їх елементів, які включені до Плану розвитку 2022-2026 (таблиця 21).
2	Технічне переоснащення в частині заміни застарілих комутаційних апаратів та телемеханізація ПС (таблиця 21).
3	Модернізація пристроїв релейного захисту та автоматики (таблиця 21).
4	Посилення контролю за підтриманням в належному стані комутаційного обладнання прохідних ТП, РП для забезпечення можливості резервування ЛЕП 10 кВ. (таблиця 21).
5	Розробка заходів з будівництва кільцюючих перемичок між ЛЕП 6-10 кВ(таблиця 21).
6	Забезпечення ПЛ 10 кВ засобами автоматичного керування та захисту (реклоузерами) з метою зменшення часу реагування на відключення ПЛ 10 кВ, зменшення витрат часу та паливо-мастильних матеріалів, пов'язаних з роз'їздами для проведення перемичань та пошуку місця пошкодження. (таблиця 21).
7	Раціональна організація пошуку й ліквідації пошкоджень на ПЛ 6(10) кВ, шляхом комплектації бригад приладами для знаходження місця замикання на землю, що в свою чергу скоротить перерви у електропостачанні та мінімізує загальний час організації ремонтно-відновлюваних робіт. (таблиця 21).
8	Моніторинг технічного стану обладнання на ПС 35-110 кВ без відключення –тепловізійний контроль (таблиця 21).
9	Виконання заходів по заміні неоперативних вимикачів навантаження ТП 6-10/0,4кВ (таблиця 21).
10	Заміна комірок з вимикачами навантаження на комірочки з вакуумними вимикачами з функцією телемеханіки в ТП 6-10/0,4кВ. (таблиця 21).
11	Реконструкція ТП із створенням комплексів для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні в ТП 10/0,4 кВ (таблиця 21).
12	Реконструкція приладів РЗА з можливості визначення місця пошкодження після неуспішного здійснення АПВ (таблиця 21).
13	Будівництво розвантажувальних ТП 6-10/0,4кВ. (таблиця 21).
14	Реконструкція ПЛ 0,4кВ з заміною проводів на самонесучі ізольовані, зменшення максимальної відстані до найвіддаленішого споживача (таблиця 21).

За аналізом реєстрів перерв в електропостачанні складено перелік об'єктів електричних мереж, що мають найгірші показники надійності (безперервності)

електропостачання за останні роки. Було проаналізовано результати вжитих заходів та розроблено нові заходи, направлені на покращення показників SAIDI та SAIFI.

В нижче наведеній таблиці наведені заходи, спрямовані на покращення показників якості електропостачання з розрахунком зменшення показника SAIDI після реалізації розроблених заходів.

Таблиця 10.1.4

Перелік технічних заходів, направлених на зниження показника SAIDI протягом 2022-2026 років

№ п/п	Заходи	Обсяг	Зменшення показника SAIDI, хв.
1	Реконструкція ПЛ 10 кВ з заміною елементів та встановленням реклоузерів	365,4 км	215.32
2	Реконструкція ТП/РП 10 кВ	376 шт	67.14
3	Реконструкція КЛ 10 кВ	133,46 км	45.13
4	Реконструкція ПЛ 0,4 кВ з заміною проводу на ізолюваний	343,07 км	22.28
5	Реконструкція РЗА на ПС 35кВ-150 кВ з облаштуванням захистів направленої дії	63 шт	20.25
6	Реконструкція КЛ 0,4 кВ	88,1 км	6.73
7	Улаштування автоматизованої системи диспетчерсько-технологічного керування (АСДТК) на ПС 35-150 кВ	116 шт	14.20
8	Улаштування автоматизованої системи диспетчерсько-технологічного керування (АСДТК) на РП 10кВ	34 шт	2.72
9	Заміна застарілих комутаційних апаратів 10 кВ (масляні та вакуумні вимикачі) на ПС 35-150 кВ	221 шт	1.52
10	Реконструкція ПЛ-35 кВ	36,99 км	1.93
11	Заміна застарілих комутаційних апаратів 35 кВ (ВД, КЗ, ПСН, масляні вимикачі) на ПС 35-150 кВ	58 шт	0.82
12	Заміна застарілих комутаційних апаратів 150 кВ (ВД, КЗ, масляні вимикачі) на ПС 150 кВ	8 шт	0.87
13	Реконструкція ПЛ-150 кВ	142,735 км	0.88
	Разом		399.79

Відповідно до статистичних даних за 2019-2020 роки по АТ «Херсонобленерго» найбільше значення індексу середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні SAIDI зафіксовано на рівні напруги 6-20 кВ. Так в 2020 році в мережах АТ «Херсонобленерго» відбулось 3783 аварійних відключень на ПЛ 6-20 кВ, а на рівні напруги 0,4кВ відбулось 6593 аварійне відключення. Збільшення кількості технологічних порушень спричинено зношенням ліній електропередач 0,4-20кВ. Окрім того на показник SAIDI впливає час, який витрачається на пошук та локалізацію пошкодженої ділянки мережі, а також відсутність повної телемеханізації об'єктів електричних мереж.

Аналіз динаміки показників якості електропостачання для енергооб'єктів напругою 35-150кВ свідчить про те, що обсяги капіталовкладень на покращення показників якості не дають можливості суттєво їх покращити. Темпи старіння обладнання та елементів мереж перевищують темпи відновлення за рахунок реконструкції та заміни, що призводить до погіршення динаміки показників якості електропостачання.

У зв'язку з вищевикладеним в АТ «Херсонобленерго» заплановано виконання комплексу заходів спрямованих на зменшення SAIDI, зокрема:

- збільшення обсягів розчищення трас ПЛ 6-10 кВ від порослі зелених насаджень,

- впровадження в мережах 6-10 кВ пристроїв автоматичного секціонування для зменшення кількості відключених споживачів, пришвидшення їх резервування та локалізації пошкодженої ділянки ПЛ

- відновлення резервних перемичок на ПЛ 6-10 кВ для забезпечення можливості резервування ПЛ та мінімізації часу знеструмлення споживачів.

- застосування само несучих ізольованих проводів замість голих проводів на повітряних лініях електропередачі при реконструкції ПЛ-0,4кВ з заміною вводів;

- заміна на повітряних лініях секціонуючих роз'єднувачів і вимикачів без автоматичного повторного включення (АПВ) на апарати з АПВ;

- відновлення кільцюючих перемичок в мережах 6-20кВ

В таблиці 10.1.4. наведено аналіз отриманих звітних показників за 2020 рік в порівнянні з 2019 роком. Показники надійності (безперервності) електропостачання отримані шляхом обробки інформації, зафіксованої у відповідних реєстрах, наданих відокремленими підрозділами Товариства протягом звітних періодів:

Таблиця 10.1.5.

Аналіз звітних показників надійності електропостачання за 2019-2020 роки.

Рівень напруги	Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні (SAIDI), хв.			Індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні (SAIFI)			Розрахунковий обсяг невідпущеної електроенергії (ENS), тис. кВт*год			Індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні (MAIFI)		
	заплановані перерви	незаплановані (аварійні) перерви	усього	заплановані перерви	перервинезаплановані (аварійні)	усього	заплановані перерви	незаплановані (аварійні) перерви	усього	заплановані перерви	перервинезаплановані (аварійні)	усього
2019 рік												
110 / 154 кВ	22.6	13.4	36.1	0.10	0.40	0.51	100.4	47.0	147.4	0.00	0.01	0.01
27,5 - 35 кВ	360.7	376.4	737.0	1.79	3.37	5.16	1602.1	1594.5	3196.6	0.06	0.06	0.13
6 - 20 кВ	1080.2	711.0	1791.2	5.19	4.18	9.36	3740.2	2606.0	6346.2	0.09	0.02	0.11
0,4 кВ	171.3	176.0	347.3	0.77	0.76	1.54	423.6	442.4	865.9	0.00	0.00	0.00
Усього	1634.8	1276.8	2911.6	7.85	8.72	16.57	5866.2	4689.9	10556.1	0.15	0.10	0.25
2020 рік												
110 / 154 кВ	151.2	34.5	185.7	0.40	0.74	1.13	595.8	137.5	733.2	0.00	0.14	0.14
27,5 - 35 кВ	302.1	267.5	569.6	1.09	2.77	3.87	1659.8	1308.0	2967.8	0.01	0.14	0.15
6 - 20 кВ	1291.8	868.9	2160.7	5.36	5.27	10.63	4659.8	3449.4	8109.3	0.05	0.07	0.12
0,4 кВ	182.1	301.1	483.2	0.68	1.10	1.77	452.5	731.3	1183.8	0.00	0.00	0.00
Усього	1927.3	1472.0	3399.2	7.53	9.88	17.41	7367.8	5626.2	12994.0	0.06	0.35	0.42

За 2020 рік в порівнянні з аналогічним періодом 2019 року показники SAIDI, SAIFI, ENS та MAIFI збільшились:

- індекс середньої тривалості довгих перерв (SAIDI) на 17 % (через збільшення тривалості як аварійних (на 15%) так і планових перерв (на 18%);

- індекс середньої частоти довгих перерв (SAIFI) на 5 % (через збільшення частоти аварійних перерв на 10 %);
- розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS) на 23 % (через збільшення обсягу недовідпущеної електроенергії при аварійних та планових відключеннях в 1,2 рази);
- індекс середньої частоти коротких перерв (MAIFI) збільшився на 69 % (через збільшення частоти як планових так і аварійних коротких перерв в мережах 110/154 кВ).

Найбільший показник розрахункового обсягу недовідпущеної електроенергії по Товариству має місце на рівні напруги 6-20 кВ (8109.3 тис. кВт*год.), що складає 63 % від загального обсягу недовідпущеної електроенергії за 2020 рік, в основному за рахунок запланованих перерв в електропостачанні.

В ході проведення запланованих перерв в електропостачанні показник обсягу недовідпущеної електроенергії на рівні напруги 6-20 кВ становить 4659.8 тис. кВт*год., що складає 36 % від загального обсягу недовідпущеної електроенергії. Показник обсягу недовідпущеної електроенергії на рівні напруги 6-20 кВ, який виник через незаплановані (аварійні) перерви в електропостачанні становить 3449.4 тис. кВт*год., що складає 27% від загального обсягу недовідпущеної електроенергії. Відповідно показники ENS на інших рівнях напруги становлять: 0,4 кВ - 9%, 35-154 кВ - 28 % від загального обсягу електроенергії, недовідпущеної в 2020 р.

Відсутність можливості виконання значних обсягів реконструкції існуючих мереж, особливо напругою 6-20 кВ, які мають найбільший вплив на показники надійності SAIDI та SAIFI, призводить до погіршення показників надійності по мережам АТ «Херсонобленерго».

Для якісного аналізу даних щодо показників надійності (безперервності) електропостачання, можливості створення автоматизованої системи фіксації відключень розроблено ряд заходів, наведених в таблиці

Таблиця 10.1.6

Перелік заходів, направлених на автоматичний розрахунок показників надійності (безперервності) якості електропостачання.

№ п/п	Заходи	Етапи
1	Модернізація існуючого комутаційного обладнання на сучасне з можливістю дистанційного керування та передачі інформації	1 етап
2	Підвищення рівня автоматизації за рахунок забезпечення повної телемеханізації електричних мереж та модернізації релейного захисту та автоматики	2 етап
3	Створення сучасної системи відображення диспетчерської інформації	3 етап
4	Впровадження «інтелектуальних мереж»	4 етап

10.2. КОМЕРЦІЙНА ЯКІСТЬ ПОСЛУГ

10.2.1. Загальні стандарти надання послуг

До загальних стандартів надання послуг ОСР належать:

рівень сервісу кол-центру протягом 30 секунд (відсоток дзвінків, з'єднаних з оператором кол-центру протягом 30 секунд) у звітному році - не менше 75 %;
відсоток втрачених у черзі дзвінків кол-центру у звітному році - не більше 10 %.

ТАБЛИЦЯ 10.2.1.

Інформація

щодо дотримання загальних показників якості надання послуг кол-центром за 2020р

Стандарт	Загальні стандарти	
	встановлений НКРЕКП рівень	фактичний рівень виконання, %
Рівень сервісу кол-центру протягом 30 секунд	75%	46.19
Відсоток втрачених у черзі дзвінків кол-центру	10 %	34.6

Для підвищення рівня сервісу кол-центру АТ "Херсонобленерго" передбачено наступні заходи

Велика кількість зірваних дзвінків виникає, основним чином, в період передачі показників лічильника який триває на протязі 5-ти діб так як населення все одно вважає даний спосіб передачі показників більш дієвим.

Для підвищення рівня сервісу кол-центру АТ "Херсонобленерго" передбачено наступні заходи:

- Зменшення навантаження на персонал кол-центру за рахунок популяризації інших способів передачі даних, які вже існують в компанії, шляхом розміщення інформації в місцевих газетах та інших засобів масової інформації та роз'яснень їх переваг контролерами підприємства.

- для віддалених сіл з незадовільною якістю інтернету рекомендувати передачу показників по СМС по номеру 050-49-0000-4.

- використання ботів мобільних додатків Viber та Telegram.

- збільшити кількість фахівців кол-центру.

10.2.2. Гарантовані стандарти надання послуг

Комерційна якість надання послуг характеризує якість взаємовідносин ОСР зі Користувачами, зокрема дотримання встановлених Кодексом системи розподілу та іншими нормативно-правовими актами строків надання послуг та виконання робіт щодо:

- 1) приєднання до системи розподілу;
- 2) надання послуг з розподілу електричної енергії;
- 3) відновлення електропостачання Користувача після відключення за заявою Користувача, ініціативою ОСР, або звернення постачальника;
- 4) питань комерційного обліку;
- 5) відповідей на звернення та скарги Користувачів тощо.

У 2020 році Товариство здійснювало моніторинг показників комерційної якості послуг відповідно до вимог постанов НКРЕКП від 12.06.2018 № 374 «Про затвердження форми звітності щодо показників якості електропостачання та інструкцій щодо їх заповнення».

Фактичні значення показників комерційної якості за типами наданих послуг у 2020 році наведені у формі 12-НКРЕКП "Звіт щодо показників комерційної якості за I, II, III та IV квартали 2020 року" наведено в таблиці 10.2.2.

Відсоток послуг, час виконання яких перевищив установлені терміни за I-III квартали складає менш 0.1%.

У IV кварталі відбулося недотримання такої групи послуг як S4 "Перевірка лічильника", зокрема S4.4. "Заміна або зміна місця встановлення лічильників електричної енергії", що була вперше введена в до гарантованих показників якості у IV кварталі 2020 року.

Для підвищення рівня надання послуг комерційної якості достатньо організаційних заходів, зокрема покращення контролю за своєчасністю їх надання. У зв'язку з цим, додаткових заходів, що підлягають включенню у План розвитку не потребується.

Товариство протягом звітного року надавало компенсації за недотримання показників якості електропостачання у розмірі та порядку, що встановлені Регулятором.

Інформація щодо наданих компенсацій за недотримання гарантованих стандартів якості надання послуг за 2020 рік наведено в таблиці 10.2.32.

АТ "Херсонобленерго" оприлюднює на власному веб-сайті інформацію щодо величин показників якості електропостачання, розмірів компенсацій та порядку їх надання.

Звіт щодо показників комерційної якості надання послуг з розподілу електричної енергії

за I квартал 2020 року

Код послуги	Тип послуги	Код рядка	Загальна кількість звернень	Кількість наданих послуг	Кількість ненаданих послуг	Строк виконання послуги визначений законодавством	Середній строк надання послуги	Кількість послуг, час виконання яких перевищив установлені строки	Відсоток послуг, час виконання яких перевищив установлені терміни, %
A	Б	В	1	2	3	4	5	6	7
S1	Приєднання до мереж системи розподілу:	010	1378	1378	0		5.05		
S1.1	видача технічних умов на приєднання разом з проектом договору про приєднання:	015	590	590	0		8.38		
S1.1.1	стандартне приєднання (пункт 4.5.5*)	020	550	550	0	10 роб. днів	8.35		
S1.1.2	4.5.6*) нестандартне приєднання (без необхідності погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6*)	025	40	40	0	10 роб. днів	8.78		
S1.1.3	4.5.6*) нестандартне приєднання (з необхідністю погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6*)	030	0			20 роб. днів			
S1.2	подання робочої напруги для проведення випробувань електрообладнання (пункт 4.7.6*)	035	0	0	0		0.00		
S1.2.1	не потребує припинення електропостачання інших Користувачів	040	0			5 роб. днів			
S1.2.2	потребує припинення електропостачання інших Користувачів	045	0			10 роб. днів			
S1.3	підключення електроустановок Замовника до електричної мережі (пункт 4.8.4*)	050	788	788	0		2.56		
S1.3.1	не потребує припинення електропостачання інших Користувачів	055	788	788	0	5 роб. днів	2.56		
S1.3.2	потребує припинення електропостачання інших Користувачів	060	0			10 роб. днів			
S2	Видача:	065	466	466	0		3.79		
S2.1	паперового примірника укладеного договору про надання послуг з розподілу (пункт 2.1.4**)	070	20	20	0	3 роб. дні	2.00		
S2.2	підписаного ОСП паспорту точки розподілу (пункт 2.1.4**)	075	446	446	0	10 роб. днів	3.87		
S3	Відновлення електроживлення електроустановки споживача:	080	1168	1168	0		1.53		
S3.1	яка була відключена за заявою споживача (пункт 11.5.11*, пункт 7.13**)	085	3	3	0	5 роб. днів	3.00		
S3.2	яка була відключена за ініціативою ОСП (пункт 11.5.23*, пункт 7.12**)	090	474	474	0		1.75		
S3.2.1	у міській місцевості	095	372	372	0	3 роб. дні	1.59		
S3.2.2	у сільській місцевості	100	102	102	0	5 роб. днів	2.33		
S3.3	яка була відключена за зверненням електропостачальника (пункт 7.12**)	105	691	691	0		1.38		

S3.3.1	у міській місцевості	110	490	490	0	3 роб. дні	1.38		
S3.3.2	у сільській місцевості	115	201	201	0	5 роб. днів	1.36		
S4	Перевірка лічильника (пункт 6.11 розділу XIII ***)	120	433	433	0	20 днів	4.50	1	0.23%
S5	Розгляд звернень/скарг/претензій споживачів:	125	163	163	0		10.99		
S5.1	розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (пункт 13.1.4*)	130	105	105	0	30 днів	9.23		
S5.2	розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (якщо під час розгляду звернення необхідно здійснити технічну перевірку або провести експертизу засобу обліку) (пункт 13.1.4*)	135	1	1	0	45 днів	14.00		
S5.3	розгляд звернень споживачів щодо перевірки правильності рахунку за послуги з розподілу електричної енергії (пункт 13.1.4*)	140	0			5 роб. днів			
S5.4	розгляд скарг (претензій) щодо якості електричної енергії (пункт 13.2.1*)	145	57	57	0		14.18		
S5.4.1	якщо вимірювання параметрів якості електричної енергії не проводяться	150	43	43	0	15 днів	12.86		
S5.4.2	у разі проведення вимірювань параметрів якості електричної енергії	155	14	14	0	30 днів	18.21		
S5.5	розгляд звернень Споживачів щодо відшкодування збитків, завданих внаслідок недотримання ОСП показників якості електропостачання (пункт 13.3.1*)	160	0			30 днів			
Разом		165	3608	3608	0		3.95	1	0.03%

за II квартал 2020 року

Код послуги	Тип послуги	Код рядка	Загальна кількість звернень	Кількість наданих послуг	Кількість ненаданих послуг	Строк виконання послуги визначений законодавством	Середній строк надання послуги	Кількість послуг, час виконання яких перевищив установлені строки	Відсоток послуг, час виконання яких перевищив установлені терміни, %
A	Б	В	1	2	3	4	5	6	7
S1	Приєднання до мереж системи розподілу:	010	0	0	0		0.00		
S1.1	видача технічних умов на приєднання разом з проектом договору про приєднання:	015	0	0	0		0.00		
S1.1.1	стандартне приєднання (пункт 4.5.5*)	020	0			10 роб. днів			
S1.1.2	нестандартне приєднання (без необхідності погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6*)	025	0			10 роб. днів			
S1.1.3	нестандартне приєднання (з необхідністю погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6*)	030	0			20 роб. днів			
S1.2	подання робочої напруги для проведення випробувань електрообладнання (пункт 4.7.6*)	035	0	0	0		0.00		
S1.2.1	не потребує припинення електропостачання інших Користувачів	040	0			5 роб. днів			
S1.2.2	потребує припинення електропостачання інших Користувачів	045	0			10 роб. днів			
S1.3	підключення електроустановок Замовника до електричної мережі (пункт 4.8.4*)	050	0	0	0		0.00		
S1.3.1	не потребує припинення електропостачання інших Користувачів	055	0			5 роб. днів			
S1.3.2	потребує припинення електропостачання інших Користувачів	060	0			10 роб. днів			

S2	Видача:	065	0	0	0		0.00		
S2.1	паперового примірника укладеного договору про надання послуг з розподілу (пункт 2.1.4**)	070	0			3 роб. дні			
S2.2	підписаного ОСР паспорту точки розподілу (пункт 2.1.4**)	075	0			10 роб. днів			
S3	Відновлення електроживлення електроустановки споживача:	080	0	0	0		0.00		
S3.1	яка була відключена за заявою споживача (пункт 11.5.11*, пункт 7.13**)	085	0			5 роб. днів			
S3.2	яка була відключена за ініціативою ОСР (пункт 11.5.23*, пункт 7.12**)	090	0	0	0		0.00		
S3.2.1	у міській місцевості	095	0			3 роб. дні			
S3.2.2	у сільській місцевості	100	0			5 роб. днів			
S3.3	яка була відключена за зверненням електропостачальника (пункт 7.12**)	105	0	0	0		0.00		
S3.3.1	у міській місцевості	110	0			3 роб. дні			
S3.3.2	у сільській місцевості	115	0			5 роб. днів			
S4	Перевірка лічильника (пункт 6.11 розділу XIII ***)	120	0			20 днів			
S5	Розгляд звернень/скарг/претензій споживачів:	125	0	0	0		0.00		
S5.1	розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (пункт 13.1.4*)	130	0			30 днів			
S5.2	розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (якщо під час розгляду звернення необхідно здійснити технічну перевірку або провести експертизу засобу обліку) (пункт 13.1.4*)	135	0			45 днів			
S5.3	розгляд звернень споживачів щодо перевірки правильності рахунку за послуги з розподілу електричної енергії (пункт 13.1.4*)	140	0			5 роб. днів			
S5.4	розгляд скарг (претензій) щодо якості електричної енергії (пункт 13.2.1*)	145	0	0	0		0.00		
S5.4.1	якщо вимірювання параметрів якості електричної енергії не проводяться	150	0			15 днів			
S5.4.2	у разі проведення вимірювань параметрів якості електричної енергії	155	0			30 днів			
S5.5	розгляд звернень Споживачів щодо відшкодування збитків, завданих внаслідок недотримання ОСР показників якості електропостачання (пункт 13.3.1*)	160	0			30 днів			
Разом		165	0	0	0			0	0.00%

за III квартал 2020 року

Код послуги	Тип послуги	Код рядка	Загальна кількість звернень	Кількість наданих послуг	Кількість ненаданих послуг	Строк виконання послуги визначений законодавством	Середній строк надання послуги	Кількість послуг, час виконання яких перевищив установлені строки	Відсоток послуг, час виконання яких перевищив установлені терміни, %
А	Б	В	1	2	3	4	5	6	7
S1	Приєднання до мереж системи розподілу:	010	1021	1021	0		5.33		
S1.1	видача технічних умов на приєднання разом з проектом договору про приєднання:	015	544	544	0		8.09		
S1.1.1	стандартне приєднання (пункт 4.5.5*)	020	502	502	0	10 роб. днів	8.03		
S1.1.2	нестандартне приєднання (без необхідності погодження ТУ з ОСП)	025	42	42	0	10 роб. днів	8.79		

	(пункт 4.5.6*)								
S1.1.3	нестандартне приєднання (з необхідністю погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6*)	030	0			20 роб. днів			
S1.2	подання робочої напруги для проведення випробувань електрообладнання (пункт 4.7.6*)	035	0	0	0		0.00		
S1.2.1	не потребує припинення електропостачання інших Користувачів	040	0			5 роб. днів			
S1.2.2	потребує припинення електропостачання інших Користувачів	045	0			10 роб. днів			
S1.3	підключення електроустановок Замовника до електричної мережі (пункт 4.8.4*)	050	477	477	0		2.19		
S1.3.1	не потребує припинення електропостачання інших Користувачів	055	459	459	0	5 роб. днів	2.19		
S1.3.2	потребує припинення електропостачання інших Користувачів	060	18	18	0	10 роб. днів	2.17		
S2	Видача:	065	566	566	0		4.30		
S2.1	паперового примірника укладеного договору про надання послуг з розподілу (пункт 2.1.4**)	070	19	19	0	3 роб. дні	1.79		
S2.2	підписаного ОСР паспорту точки розподілу (пункт 2.1.4**)	075	547	547	0	10 роб. днів	4.39		
S3	Відновлення електроживлення електроустановки споживача:	080	333	333	0		1.60		
S3.1	яка була відключена за заявою споживача (пункт 11.5.11*, пункт 7.13**)	085	4	4	0	5 роб. днів	1.25		
S3.2	яка була відключена за ініціативою ОСР (пункт 11.5.23*, пункт 7.12**)	090	151	151	0		1.87		
S3.2.1	у міській місцевості	095	119	119	0	3 роб. дні	1.72		
S3.2.2	у сільській місцевості	100	32	32	0	5 роб. днів	2.44		
S3.3	яка була відключена за зверненням електропостачальника (пункт 7.12**)	105	178	178	0		1.37		
S3.3.1	у міській місцевості	110	118	118	0	3 роб. дні	1.24		
S3.3.2	у сільській місцевості	115	60	60	0	5 роб. днів	1.63		
S4	Перевірка лічильника (пункт 6.11 розділу XIII ***)	120	0			20 днів			
S5	Розгляд звернень/скарг/претензій споживачів:	125	44	44	0		9.62		
S5.1	розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (пункт 13.1.4*)	130	18	18	0	30 днів	5.67		
S5.2	розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (якщо під час розгляду звернення необхідно здійснити технічну перевірку або провести експертизу засобу обліку) (пункт 13.1.4*)	135	0			45 днів			
S5.3	розгляд звернень споживачів щодо перевірки правильності рахунку за послуги з розподілу електричної енергії (пункт 13.1.4*)	140	0			5 роб. днів			
S5.4	розгляд скарг (претензій) щодо якості електричної енергії (пункт 13.2.1*)	145	26	26	0		12.35		
S5.4.1	якщо вимірювання параметрів якості електричної енергії не проводяться	150	24	24	0	15 днів	10.92	1	4.17%
S5.4.2	у разі проведення вимірювань параметрів якості електричної енергії	155	2	2	0	30 днів	29.50		
S5.5	розгляд звернень Споживачів щодо відшкодування збитків, завданих внаслідок недотримання ОСР показників якості електропостачання (пункт 13.3.1*)	160	0			30 днів			
Разом		165	1964	1964	0		4.50	1	0.05%

за IV квартал 2020 року

Код послуги	Тип послуги	Код рядка	Загальна кількість звернень	Кількість наданих послуг	Кількість ненаданих послуг	Строк виконання послуги визначений законодавством	Середній строк надання послуги	Кількість послуг, час виконання яких перевищив установлені строки	Відсоток послуг, час виконання яких перевищив установлені терміни, %
A	Б	В	1	2	3	4	5	6	7
S1	Приєднання до мереж системи розподілу:	010	1147	1147	0		5.58		
S1.1	видача технічних умов на приєднання разом з проектом договору про приєднання:	015	612	612	0		8.59		
S1.1.1	стандартне приєднання (пункт 4.5.5*)	020	533	533	0	10 роб. днів	8.58		
S1.1.2	нестандартне приєднання (без необхідності погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6*)	025	79	79	0	10 роб. днів	8.68		
S1.1.3	нестандартне приєднання (з необхідністю погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6*)	030	0			20 роб. днів			
S1.2	подання робочої напруги для проведення випробувань електрообладнання (пункт 4.7.6*)	035	0	0	0		0.00		
S1.2.1	не потребує припинення електропостачання інших Користувачів	040	0			5 роб. днів			
S1.2.2	потребує припинення електропостачання інших Користувачів	045	0			10 роб. днів			
S1.3	підключення електроустановок Замовника до електричної мережі (пункт 4.8.4*)	050	535	535	0		2.14		
S1.3.1	не потребує припинення електропостачання інших Користувачів	055	533	533	0	5 роб. днів	2.14		
S1.3.2	потребує припинення електропостачання інших Користувачів	060	2	2	0	10 роб. днів	3.00		
S2	Видача:	065	1018	1018	0		6.21		
S2.1	паперового примірника укладеного договору про надання послуг з розподілу (пункт 2.1.4**)	070	2	2	0	3 роб. дні	1.50		
S2.2	підписаного ОСР паспорту точки розподілу (пункт 2.1.4**)	075	1016	1016	0	10 роб. днів	6.22		
S3	Відновлення електроживлення електроустановки споживача:	080	281	281	0		1.79		
S3.1	яка була відключена за заявою споживача (пункт 11.5.11*, пункт 7.13**)	085	0			5 роб. днів			
S3.2	яка була відключена за ініціативою ОСР (пункт 11.5.23*, пункт 7.12**)	090	169	169	0		2.01		
S3.2.1	у міській місцевості	095	144	144	0	3 роб. дні	1.89		
S3.2.2	у сільській місцевості	100	25	25	0	5 роб. днів	2.68		
S3.3	яка була відключена за зверненням електропостачальника (пункт 7.12**)	105	112	112	0		1.46		
S3.3.1	у міській місцевості	110	69	69	0	3 роб. дні	1.23		
S3.3.2	у сільській місцевості	115	43	43	0	5 роб. днів	1.81		
S4	Перевірка лічильника	120	551	551	0	-	8.72	-	-
S4.1	контрольний огляд, технічна перевірка вузла обліку електричної енергії (пункти 6.5.19 – 6.5.20***)	125	35	35	0	20 роб. днів	8.03		
S4.2	експертиза засобів комерційного обліку (пункти 6.5.19 – 6.5.20***)	130	5	5	0	20 роб. днів	13.60		
S4.3	установлення, введення в експлуатацію та облік лічильника електричної енергії	135	163	163	0	7 роб. днів	5.12	6	3.68%

	споживача (пункт 5.2.15***)								
S4.4	заміна або зміна місця встановлення лічильників електричної енергії (пункт 5.8.5***)	140	348	348	0	7 роб. днів	10.41	254	72.99%
S5	Розгляд звернень/скарг/претензій споживачів:	145	288	285	3		13.76		
S5.1	розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (пункт 13.1.4*)	150	23	23	0	30 днів	8.91		
S5.2	розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (якщо під час розгляду звернення необхідно здійснити технічну перевірку або провести експертизу засобу обліку) (пункт 13.1.4*)	155	0			45 днів			
S5.3	розгляд звернень споживачів щодо перевірки правильності рахунку за послуги з розподілу електричної енергії (пункт 13.1.4*)	160	0			5 роб. днів			
S5.4	розгляд скарг (претензій) щодо якості електричної енергії (пункт 13.2.1*)	165	265	262	3		14.19		
S5.4.1	якщо вимірювання параметрів якості електричної енергії не проводяться	170	260	257	3	15 днів	14.04	34	13.23%
S5.4.2	у разі проведення вимірювань параметрів якості електричної енергії	175	5	5	0	30 днів	21.80		
S5.4.3	у разі проведення вимірювань параметрів якості електричної енергії у групи споживачів	180	0			45 днів			
S5.5	розгляд звернень Споживачів щодо відшкодування збитків, завданих внаслідок недотримання ОСР показників якості електропостачання (пункт 13.3.1*)	185	0			30 днів			
S5.6	розгляд звернень/скарг/претензій споживачів щодо кількості перерв в електропостачанні протягом року в точці розподілу споживача	190	0			30 днів			
S5.7	розгляд звернень/скарг/претензій споживачів щодо виправлення помилкових показів лічильника у платіжному документі (пункт 8.6.17***)	195	0	0	0		0.00		
S5.7.1	без проведення перевірки лічильника	200	0			5 роб. днів			
S5.7.2	у разі потреби проведення перевірки лічильника	205	0			20 роб. днів			
Разом		210	3285	3282	3		7.24	294	8.96%

* Кодекс систем розподілу, затверджений постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310

** Правила роздрібного ринку електричної енергії, затверджені постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 312

*** Кодекс комерційного обліку електричної енергії, затверджений постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 311

**ІНФОРМАЦІЯ
ЩОДО НАДАНИХ КОМПЕНСАЦІЙ ЗА НЕДОТРИМАННЯ
ГАРАНТОВАНИХ СТАНДАРТІВ ЯКОСТІ НАДАННЯ ПОСЛУГ ЗА 2020 РІК**

Стандарт	Гарантовані стандарти				
	сума компенсацій, виплачена споживачам у звітному періоді, тис. грн	кількість випадків надання компенсації споживачам			
		побутовим	непобутовим		
			малим побутовим	іншим	
Дотримання показників змінення напруги, встановлених Кодексом систем розподілу	25.000	444	16	10	
Усунення причин недотримання показників якості електричної енергії за результатами розгляду скарги/звернення/претензії споживача:					
у разі можливості їх усунення оперативними діями персоналу ОСР	30 днів	2.800	23	1	0
у разі необхідності проведення будівельних робіт або заміни елементів мережі	180 днів	0	0	0	0
Розгляд скарги/звернення/претензії споживача щодо якості електричної енергії:		0	0	0	
без проведення вимірювань параметрів якості електричної енергії відповідно до вимог глави 13.2 розділу XIII Кодексу систем розподілу	15 днів	0.100	1	0	0
у разі проведення вимірювань параметрів якості електричної енергії відповідно до вимог глави 13.2 розділу XIII Кодексу систем розподілу	30 днів	0	0	0	0
у разі проведення вимірювань параметрів якості електричної енергії відповідно до вимог глави 13.2 розділу XIII Кодексу систем розподілу для групи споживачів (колективної скарги/звернення/претензії)	45 днів	0	0	0	0
Відновлення електропостачання після початку перерви в електропостачанні	24 години	134.600	542	34	21
Розгляд звернень/скарж/претензій споживачів	30 днів	0.400	1	0	0
Разом:		162.900	1011	51	31

10.3. ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

АТ "Херсонобленерго", як оператор системи розподілу (ОСР) зобов'язано забезпечити функціонування системи моніторингу показників якості електричної енергії, починаючи з 01 січня 2021 року.

Якість електричної енергії характеризується фізичними параметрами поставленої споживачу електричної енергії та їх відповідністю встановленому стандарту.

Параметри якості електричної енергії в точках приєднання споживачів у нормальних умовах експлуатації мають відповідати параметрам, визначеним у ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення» (далі - ДСТУ EN 50160:2014).

Показники якості електричної енергії для мереж середньої та високої напруги, методи випробування та інші характеристики якості електроенергії наведені у ДСТУ EN 50160:2014.

Перелік показників якості електропостачання зазначається у договорі про надання послуг з розподілу електричної енергії.

З 24.10.2018 ведеться Реєстр скарг (претензій) щодо незадовільної якості електричної енергії за формою 14-НКРЕКП.

Скарги (претензії) щодо якості електричної енергії за 2020 рік наведені в таблиці.

Табл. 10.3.1

Звіт щодо усунення причин незадовільної якості електроенергії за скаргами споживачів

№ з/п	Класифікація звітних показників	Отримані у звітному році	Отримані й не вирішені у минулі періоди	%
1	Кількість скарг (претензій)	362	24	
2	Результати розгляду скарг (претензій)			
2.1	<i>кількість скарг (претензій), визнаних обґрунтованими</i>	278	21	77.46%
2.2	<i>кількість скарг (претензій), визнаних такими, що не підлягають задоволенню:</i>	26	3	7.51%
2.2.1	внаслідок порушень споживачем вимог нормативно-технічної документації	2	0	6.90%
2.2.2	результати вимірювань підтверджують дотримання ОСР нормативних показників якості електричної енергії	2	0	6.90%
2.2.3	письмова відмова споживача від скарги (претензії)	22	3	86.21%
2.3	<i>кількість проведених вимірювань:</i>	19	21	10.36%
2.3.1	у т. ч., за результатами яких параметри якості електричної енергії не відповідають показникам, визначеним Кодексом систем розподілу	17	21	95.00%
3	Усунення причин незадовільної якості електричної енергії:	278	21	134.08%
3.1	<i>прості роботи:</i>	190	13	67.89%
3.1.1	з перевищенням встановлених законодавством строків усунення причин незадовільної якості електричної енергії	5	5	4.93%
3.2	<i>складні роботи:</i>	88	8	32.11%
3.2.1	з перевищенням встановлених законодавством строків усунення причин незадовільної якості електричної енергії	2	0	2.08%
4	Скарги (претензії), що залишились невирішеними на кінець звітнього року	163	0	42.23%

Протягом 2020 року до Товариства надійшло 362 скарги щодо якості електричної енергії від споживачів. 278 скарг визнано обґрунтованими, а 26 скарг визнано такими, що не підлягають задоволенню, з них:

- внаслідок порушень споживачем вимог нормативно-технічної документації – 2 скарги;
- результати вимірювань підтверджують дотримання нормативних ПЯЕЕ – 2 скарги;
- отримано відмов споживачів від скарги – 22 скарг.

Всього за скаргами споживачів проведено 19 вимірювань ПЯЕЕ, результати 17 з них не відповідають показникам, визначеним Кодексом системи розподілу.

Згідно Кодексу системи розподілу ОСР зобов'язаний усунути причини недотримання ПЯЕЕ протягом 30 днів у разі простих робіт або 180 днів у разі необхідності проведення складних робіт. За 2020 рік Товариством в 5 випадках простих робіт та 2 складних було порушено терміни усунення причин недотримання ПЯЕЕ, за що споживачам було додатково нарахована компенсація відповідно до Постанови 375 НКРЕКП.

Для покращення якості електричної енергії в мережах Товариства у відповідних розділах Плану передбачено виконання наступних заходів:

- Застосування проводів СІП замість голих проводів на повітряних лініях електропередачі при реконструкції ПЛ-0,4кВ з заміною ввідів;
- Виконання реконструкції повітряних ліній 6-20кВ зі встановленням розвантажувальних трансформаторних підстанцій;
- Заміни силових трансформаторів напругою 6-10/0.4кВ, які відпрацювали більш 25 років на нові трансформатори, обладнані пристроєм вирівнювання напруги по фазам в мережах з однофазним навантаженням;
- Встановлення на ПС ВН/СН, СН/СН, СН/НН приладів для контролю за показниками якості електричної енергії;

- Заміна зношених комутаційних апаратів та елементів мережі.
- Придбання сучасних приладів та обладнання для діагностики реального стану електрообладнання та своєчасного виявлення дефектів, які приводять до зниження показників якості електропостачання.

10.4 Інформація щодо SAIDI* по обладнанню ОСР

№ з/п	Найменування структурного підрозділу (РЕМ,ПЕМ,філія тощо)	Диспетчерська назва обладнання	Рівень напруги, кВ	Кількість споживачів, осіб	Кількість відключень, шт.	Загальний час відключень, хв.	Частка SAIDI по ОСР	Кількість планових без попередження відключень, шт.	Кількість технологічних відключень, шт.	Причини відключень	Запропоновані заходи для покращення показника SAIDI					Примітка
											найменування заходу	рік/роки виконання	орієнтовний обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)	джерело фінансування**	найменування відповідної виробничої (цілової) програми***	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1. Будівництво і реконструкція ПЛ-10(6)кВ																
1	Новотроїцьке ВДРМ	Ф-612	6-20 кВ	1437	16	1822	0,8229%		16	Значна кількість дефектних елементів таких як: опор, дефектних траверс, дефектних та скляних ізоляторів. Порушення п.2.4.18 ПУЕ; непроектна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД; пошкоджена внаслідок корозії металева траверсна оснастка; великою кількістю скруток проводу; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Реконструкція	2022	6305.60	Амортизація	Інвестиційна програма	
2	Чаплинське ВДРМ	Ф-8412	6-20 кВ	663	17	3891	0,8108%		17	Значна кількість дефектних елементів таких як: провід, дефектних траверс, дефектних та скляних ізоляторів. Порушення п.2.4.18 ПУЕ; непроектна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД, наявні підставні дерев'яні опори; переріз проводу 35 мм ² переважає по всій довжині ПЛ, що не відповідає вимогам ПУЕ (п.2.5) з районування по ожеледі та вітровому тиску; розрахункові втрати напруги перевищують допустимі діючою НТД показники; чисельні пошкодження корозійного характеру, проводу та траверсної оснастки пов'язані із агресивним повітряним середовищем та близькістю до прибережної зони; велика кількість скруток проводу; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Реконструкція	2022	7249.40	Амортизація	Інвестиційна програма	
3	Новокаховське ВДРМ	Ф-1110	6-20 кВ	2023	14	1073	0,6822%	2	12	Значна кількість дефектних елементів таких як: опор, провід, дефектних траверс, дефектних та скляних ізоляторів. Порушення п.2.4.18 ПУЕ, п. 2.4.32 ПУЕ; непроектна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД; розрахункові втрати напруги перевищують допустимі діючою НТД показники; велика кількість скруток проводу; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих прогонів опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Реконструкція	2022	6104.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
4	Чаплинське ВДРМ	Ф-8303	6-20 кВ	1374	16	1471	0,6352%	1	15	Непроектна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД, наявні підставні дерев'яні опори; переріз проводу 35 мм ² переважає по всій довжині ПЛ, що не відповідає вимогам ПУЕ (п.2.5) з районування по ожеледі та вітровому тиску; велика кількість скруток проводу; траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають корозійні пошкодження; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШС-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт); має перспективу подальшого завантаження та розвитку	Реконструкція	2021	1354.01	Амортизація	Інвестиційна програма	

5	Чаплинське ВДРМ	Ф-8305	6-20 кВ	1634	11	1219	0.6260%		11	Непроектна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ: застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД, наявні підстави дерев'яні опори; велика кількість скруток проводу; траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають корозійні пошкодження; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт); має перспективу подальшого завантаження та розвитку	Реконструкція	2021	2904.91	Амортизація	Інвестиційна програма
7	Голопристанське ВДРМ	Ф-801	6-20 кВ	1482	7	1304	0.6074%		7	Непроектна довжина прогонів опор переважає по всій довжині ПЛ (у середньому 80м.); застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД, наявні підстави дерев'яні опори; велика кількість скруток проводу; траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають корозійні пошкодження; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт); має перспективу подальшого завантаження та розвитку	Реконструкція	2021	2653.12	Амортизація	Інвестиційна програма
8	Високопільське ВДРМ	Ф-1303	6-20 кВ	810	7	2333	0.5939%		7	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	3.56	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
9	Високопільське ВДРМ	Ф-1306	6-20 кВ	2132	3	834	0.5588%		3	Значна кількість дефектних елементів таких як: опор, провід, дефектних траверс, дефектних та скляних ізоляторів. Порушення п.2.4.18 ПУЕ; непроектна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ: застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД; пошкоджена внаслідок корозії металева траверсна оснастка; великою кількістю скруток проводу; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих прогонів опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Реконструкція	2022	2099.90	Амортизація	Інвестиційна програма
10	Новотроїцьке ВДРМ	Ф-613	6-20 кВ	536	11	3097	0.5217%	2	9	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою, загинання дерев'яної опори та підкосу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	233.76	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
12	Голопристанське ВДРМ	Ф-911	6-20 кВ	823	9	1843	0.4767%		9	Значна кількість дефектних елементів таких як: провід, дефектних траверс, дефектних та скляних ізоляторів. Порушення п.2.4.18 ПУЕ; непроектна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ (у середньому 80м.); застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД, наявні підстави дерев'яні опори; переріз проводу 35 мм ² переважає по всій довжині ПЛ, що не відповідає вимогам ПУЕ (п.2.5) з районування по ожелді та вітровому тиску; численні пошкодження корозійного характеру проводу та траверсної оснастки, велика кількість скруток проводу; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Реконструкція	2022	3087.00	Амортизація	Інвестиційна програма
13	Іванівське ВДРМ	Ф-454	6-20 кВ	470	14	3216	0.4750%		14	Значна кількість дефектних елементів таких як: опор, дефектних траверс, дефектних та скляних ізоляторів. Порушення п.2.4.18 ПУЕ; непроектна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД; пошкоджена внаслідок корозії металева траверсна оснастка; великою кількістю скруток проводу; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Реконструкція	2022	784.00	Амортизація	Інвестиційна програма

14	Чаплинське ВДРМ	Ф-8304	6-20 кВ	469	14	3058	0.4507%	1	13	Значна кількість дефектних елементів таких як: провід, дефектних траверс, дефектних та скляних ізоляторів. Порушення п.2.4.18 ПУЕ; непроєктна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ (у середньому 80м.); застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД, наявні підставні дерев'яні опори; численні пошкодження корозійного характеру проводу та траверсної оснастки, велика кількість скруток проводу; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Реконструкція	2022	5353.40	Амортизація	Інвестиційна програма
15	Херсонське ВДРМ	Ф-556	6-20 кВ	1025	14	1399	0.4507%		14	Значна кількість дефектних елементів таких як: опор, провід, дефектних траверс, дефектних та скляних ізоляторів. Порушення п.2.4.18 ПУЕ, п. 2.4.32 ПУЕ; непроєктна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД; переріз проводу 25,35 мм ² на окремих ділянках ПЛ, що не відповідає вимогам ПУЕ (п.2.5) з районування по ожеледі та вітровому тиску розрахункові втрати напруги перевищують допустимі діючою НТД показання, велика кількість скруток проводу; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих прогонів опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Реконструкція	2022	8918.00	Амортизація	Інвестиційна програма
18	Голопристанське ВДРМ	Ф-944	6-20 кВ	1289	8	1065	0.4314%		8	Значна кількість дефектних елементів таких як: опор, провід, дефектних траверс, дефектних та скляних ізоляторів. Порушення п.2.4.18 ПУЕ, п. 2.4.32 ПУЕ; непроєктна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД; переріз проводу 35 мм ² на окремих ділянках ПЛ, що не відповідає вимогам ПУЕ (п.2.5) з районування по ожеледі та вітровому тиску; велика кількість скруток проводу; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих прогонів опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Реконструкція	2022	2651.00	Амортизація	Інвестиційна програма
19	Голопристанське ВДРМ	Ф-804	6-20 кВ	2353	4	572	0.4230%		4	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скрутою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	11.37	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
20	Херсонське ВДРМ	Ф-601	6-20 кВ	384	18	3441	0.4153%		18	Непроєктна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД, наявні підставні дерев'яні опори; переріз проводу 35 мм ² на окремих ділянках ПЛ, що не відповідає вимогам ПУЕ (п.2.5) з районування по ожеледі та вітровому тиску; велика кількість скруток проводу; траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають корозійні пошкодження; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт); має перспективу подальшого звантаження та розвитку	Реконструкція	2021	2781.75	Амортизація	Інвестиційна програма
27	Генічеське ВДРМ	Ф-652	6-20 кВ	991	6	1145	0.3566%		6	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скрутою, дефектний провід, сколи залізобетонних опор та підкоїв.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	131.36	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт

29	Генієцьке ВДРМ	Ф-6411	6-20 кВ	2244	4	494	0.3484%	1	3	Непроектна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД, наявні підставні дерев'яні опори; переріз проводу 35 мм ² на окремих ділянках ПЛ, що не відповідає вимогам ПУЕ (п.2.5) з районування по ожеледі та вітровому тиску; велика кількість скруток проводу; численні пошкодження корозійного характеру, проводу та траверсної осистки пов'язані із агресивним повітряним середовищем та близькістю до прибережної зони; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ПФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт); має перспективу подальшого завантаження та розвитку	Реконструкція	2021	1573.13	Амортизація	Інвестиційна програма
30	Херсонське ВДРМ	Ф-2311	6-20 кВ	1552	6	700	0.3414%		6	Непроектна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД, наявні підставні дерев'яні опори; переріз проводу 35 мм ² переважає по всій довжині ПЛ, що не відповідає вимогам ПУЕ (п.2.5) з районування по ожеледі та вітровому тиску; велика кількість скруток проводу; траверсна осистка виконана на металевих траверсах які мають корозійні пошкодження; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШС-10, ПФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт); має перспективу подальшого завантаження та розвитку	Реконструкція	2021	760.96	Амортизація	Інвестиційна програма
32	Чаплинське ВДРМ	Ф-8411	6-20 кВ	519	11	2009	0.3277%		11	Непроектна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД, наявні підставні дерев'яні опори; переріз проводу 35 мм ² на окремих ділянках ПЛ, що не відповідає вимогам ПУЕ (п.2.5) з районування по ожеледі та вітровому тиску; велика кількість скруток проводу; численні пошкодження корозійного характеру, проводу та траверсної осистки пов'язані із агресивним повітряним середовищем та близькістю до прибережної зони; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШС-10, ПФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт); має перспективу подальшого завантаження та розвитку	Реконструкція	2021	2349.51	Амортизація	Інвестиційна програма
33	Олешківське ВДРМ	Ф-74	6-20 кВ	1044	9	984	0.3229%		9	Значна кількість дефектних елементів таких як: опор, провід, дефектних траверс, дефектних та скляних ізоляторів. Порушення п.2.4.18 ПУЕ, п. 2.4.32 ПУЕ; непроектна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД; велика кількість скруток проводу; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ПФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих прогонів опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Реконструкція	2022	3960.00	Амортизація	Інвестиційна програма
34	Високопільське ВДРМ	Ф-1314	6-20 кВ	337	8	3033	0.3212%		8	Значна кількість дефектних елементів таких як: дефектних траверс, дефектних та скляних ізоляторів. Порушення п.2.4.32 ПУЕ; непроектна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД; велика кількість скруток проводу; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ПФ-20, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні. Відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт та як наслідок виконання робіт з використанням лавів та драбин, що впливає на термін ліквідації пошкоджень та велика довжина ПЛ	Реконструкція	2022	3106.50	Амортизація	Інвестиційна програма

36	Олешківське ВДРМ	Ф-1935	6-20 кВ	494	10	2008	0.3118%		10	Значна кількість дефектних елементів таких як: опор, провід, дефектні траверси, дефектні та скляні ізолятори. Порушення 2.4.32 ПУЕ; непроєктна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих прогонів опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Реконструкція	2022	3741.00	Амортизація	Інвестиційна програма
37	Чаплинське ВДРМ	Ф-751	6-20 кВ	464	11	2133	0.3110%		11	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скрутою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	18.13	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
38	Генічеське ВДРМ	Ф-641	6-20 кВ	1819	8	543	0.3104%	3	5	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скрутою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	12.13	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
39	Іванівське ВДРМ	Ф-482	6-20 кВ	362	18	2704	0.3076%		18	Непроєктна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД, навані підстави дерев'яні опори; переріз проводу 35 мм ² на окремих ділянках ПЛ, що не відповідає вимогам ПУЕ (п.2.5) з районування по ожеледі та вітровому тиску; велика кількість скруток проводу; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШС-10; ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт); має перспективу подальшого завантаження та розвитку	Реконструкція	2021	2304.82	Амортизація	Інвестиційна програма
42	Херсонське ВДРМ	Ф-551	6-20 кВ	1150	8	825	0.2982%		8	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скрутою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	3.46	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
44	Чаплинське ВДРМ	Ф-8653	6-20 кВ	435	16	2169	0.2965%	1	15	Значна кількість дефектних елементів таких як: опор, провід, дефектні траверси, дефектні та скляні ізолятори. Порушення 2.4.32 ПУЕ; непроєктна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих прогонів опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Реконструкція	2022	4047.00	Амортизація	Інвестиційна програма
46	Олешківське ВДРМ	Ф-1942	6-20 кВ	878	3	1039	0.2867%		3	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скрутою, дефектний провід, сколи залізобетонних опор та підкосів.	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	6.74	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
47	Херсонське ВДРМ	Ф-3408	6-20 кВ	1385	6	652	0.2838%	1	5	Непроєктна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД, навані підстави дерев'яні опори; переріз проводу 35 мм ² на окремих ділянках ПЛ, що не відповідає вимогам ПУЕ (п.2.5) з районування по ожеледі та вітровому тиску; велика кількість скруток проводу; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШС-10; ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт); має перспективу подальшого завантаження та розвитку	Реконструкція	2021	2949.01	Амортизація	Інвестиційна програма
48	Чаплинське ВДРМ	Ф-8651	6-20 кВ	202	9	4393	0.2789%		9	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скрутою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	8.77	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування

50	Новотроїцьке ВДРМ	Ф-532	6-20 кВ	583	5	1499	0.2747%	1	4	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скрутою.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	4.19	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
51	Голопристанське ВДРМ	Ф-943	6-20 кВ	760	3	1146	0.2737%		3	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скрутою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	14.97	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
53	Високопільське ВДРМ	Ф-1514	6-20 кВ	659	6	1280	0.2651%		6	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скрутою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	76.38	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
55	Херсонське ВДРМ	Ф-522	6-20 кВ	695	5	1209	0.2641%		5	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скрутою.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	4.13	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
58	Чаплинське ВДРМ	Ф-746	6-20 кВ	985	13	838	0.2594%		13	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скрутою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	20.40	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
59	Великопетрицьке ВДРМ	Ф-321	6-20 кВ	732	3	1096	0.2521%		3	Непроєктна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД; наявні підставні дерев'яні опори; переріз проводу 35 мм² на окремих ділянках ПЛ, що не відповідає вимогам ПУЕ (п.2.5) з районування по опелід та вітровому тиску; велика кількість скруток проводу; дефектні ізолятори типу ПФ-10,ШС-10; ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт).	Виконано реконструкцію згідно планів інвестиційної програми	2020	553.41	Амортизація	Інвестиційна програма
60	Генічеське ВДРМ	Ф-714	6-20 кВ	914	8	862	0.2476%		8	Значна кількість дефектних елементів таких як: опор, провід, дефектні траверси, дефектні та скляні ізолятори. Порушення 2.4.32 ПУЕ; непроєктна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих прогонів опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Реконструкція	2022	2453.00	Амортизація	Інвестиційна програма
61	Голопристанське ВДРМ	Ф-875	6-20 кВ	263	9	2952	0.2440%		9	Значна кількість дефектних елементів таких як: опори, провід, дефектні траверси, дефектні та скляні ізолятори. Порушення 2.4.32 ПУЕ; непроєктна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих прогонів опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Реконструкція	2022	3078.00	Амортизація	Інвестиційна програма
62	Чаплинське ВДРМ	Ф-8545	6-20 кВ	771	8	999	0.2421%		8	Значна кількість дефектних елементів: траверси, ізолятори. Порушення 2.4.32 ПУЕ. Непроєктна довжина прогонів опор. Перетин існуючих дрозів складає 35 мм². Наявні підставні дерев'яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження. Знаходження окремих прогонів опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Реконструкція	2022	4071.00	Амортизація	Інвестиційна програма
65	Чаплинське ВДРМ	Ф-8302	6-20 кВ	1210	8	632	0.2403%		8	Понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор, значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, з'єднання проводу скрутою, обрив в'язання проводу.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	4.06	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування

70	Херсонське ВДРМ	Ф-543	6-20 кВ	1256	5	589	0.2325%	1	4	Найва велика кількість дефектних елементів: опор, траверс, ізоляторів. Існуючий тип опор на стійках СНВ, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи. Знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛІ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт); має перспективу подальшого завантаження та розвитку	Реконструкція	2022	7698.60	Амортизація	Інвестиційна програма
71	Генічеське ВДРМ	Ф-676	6-20 кВ	385	7	1919	0.2322%		7	Непроектна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛІ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД, наявні підстави дерев'яні опори; переріз проводу 35 мм ² на окремих ділянках ПЛІ, що не відповідає вимогам ПУЕ (п.2.5) з районування по окладах та вітровому тиску; велика кількість скруток проводу; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛІ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт); має перспективу подальшого завантаження та розвитку	Реконструкція	2022	1430.00	Амортизація	Інвестиційна програма
72	Новокаховське ВДРМ	Ф-83	6-20 кВ	1625	5	452	0.2308%		5	Значна кількість дефектних елементів таких як: опор, провід, дефектні траверси, дефектні та скляні ізолятори. Порушення 2.4.32 ПУЕ; непроектна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛІ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих прогонів опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛІ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Реконструкція	2021	2381.98	Амортизація	Інвестиційна програма
73	Олешківське ВДРМ	Ф-1953	6-20 кВ	909	5	795	0.2271%		5	Понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор, значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, з'єднання проводу скруткою, обрив в'язання проводу.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	10.03	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
75	Олешківське ВДРМ	Ф-1971	6-20 кВ	512	6	1378	0.2217%		6	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	10.87	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
76	Новокаховське ВДРМ	Ячейка-22	6-20 кВ	1711	3	412	0.2216%		3	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	15.37	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
77	Олешківське ВДРМ	Ф-1905	6-20 кВ	624	14	1126	0.2208%		14	Найва велика кількість дефектних елементів: опор, траверс, ізоляторів. Існуючий тип опор на стійках СНВ, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи. Знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛІ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт); має перспективу подальшого завантаження та розвитку	Реконструкція	2022	2371.20	Амортизація	Інвестиційна програма
81	Новокаховське ВДРМ	Яч-1(ЩорсаЗТ)	6-20 кВ	2694	10	251	0.2125%	2	8	Понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор, значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, з'єднання проводу скруткою, обрив в'язання проводу.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	5.37	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
84	Генічеське ВДРМ	Ф-684	6-20 кВ	407	9	1626	0.2080%		9	Понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою, дефектний провід, сколи залізобетонних опор та підкосів.	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2021	62.60	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
86	Каховське ВДРМ	Ф-93	6-20 кВ	1462	5	449	0.2063%		5	Понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор, значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, з'єднання проводу скруткою, обрив в'язання проводу.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	8.74	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування

87	Голопристанське ВДРМ	Ф-863	6-20 кВ	859	5	764	0.2063%		5	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із неспроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скрутокою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	3.92	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
88	Голопристанське ВДРМ	Ф-821	6-20 кВ	341	7	1905	0.2042%		7	Наявні дефектні опори; корозії проводу; провисання проводу в прогоні опор, руйнування контуру заземлення; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні; сколи залізобетонних опор та підкосів; неспроєктна довжина прогонів опор; наявність великої кількості скруток проводу.	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	93.40	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
90	Іванівське ВДРМ	Ф-464	6-20 кВ	469	10	1364	0.2011%		10	Значна кількість дефектних елементів таких як: провід, дефектних траверс, дефектних та скляних ізоляторів. Порушення п.2.4.18 ПУЕ; неспроєктна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ (у середньому 80м.); застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД, наявні підставні дерев'яні опори; переріз проводу 35 мм ² переважає по всій довжині ПЛ, що не відповідає вимогам ПУЕ (п.2.5) з районування по ожеледі та вітровому тиску; численні пошкодження корозійного характеру проводу та траверсної оснастки, велика кількість скруток проводу; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Реконструкція	2022	2457.00	Амортизація	Інвестиційна програма
91	Високопільське ВДРМ	Ф-1683	6-20 кВ	309	10	2058	0.1999%		10	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із неспроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скрутокою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	15.37	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
92	Херсонське ВДРМ	Ф-3408	6-20 кВ	780	6	812	0.1991%	1	5	Значна кількість дефектних елементів таких як: опор, дефектних траверс, дефектних та скляних ізоляторів. Порушення п.2.4.18 ПУЕ; неспроєктна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД; пошкоджена внаслідок корозії металева траверсна оснастка; великою кількістю скруток проводу; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Реконструкція	2021	2949.01	Амортизація	Інвестиційна програма
95	Новокаховське ВДРМ	Ф-52	6-20 кВ	387	6	1580	0.1922%		6	Неспроєктна довжина прогонів опор переважає по всій довжині ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД, наявні підставні дерев'яні опори; велика кількість скруток проводу; траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають корозійні пошкодження; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт); має перспективу подальшого завантаження та розвитку	Реконструкція	2021	1239.67	Амортизація	Інвестиційна програма
96	Чаплинське ВДРМ	Ф-8821	6-20 кВ	344	11	1775	0.1919%		11	Неспроєктна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД, наявні підставні дерев'яні опори; велика кількість скруток проводу; траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають корозійні пошкодження; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт); має перспективу подальшого завантаження та розвитку	Реконструкція	2022	3569.00	Амортизація	Інвестиційна програма
97	Олешівське ВДРМ	Ф-74	6-20 кВ	1049	9	582	0.1919%	2	7	Наявна велика кількість дефектних елементів: опор, траверс, ізоляторів. Існуючий тип опор на стійках СНВ, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи. Знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт); має перспективу подальшого завантаження та розвитку	Реконструкція	2022	3960.00	Амортизація	Інвестиційна програма

99	Високопільське ВДРМ	Ф-1337	6-20 кВ	372	8	1620	0.1894%		8	Непроектна довжина прогонів опор; чисельне з'єднання проводу скруткою; значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	8.65	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
100	Чаплинське ВДРМ	Ф-8763	6-20 кВ	495	14	1187	0.1847%	1	13	Значна кількість дефектних елементів: траверси, ізолятори. Порушення 2.4.32 ПУЕ. Непроектна довжина прогонів опор. Перетин існуючих дротів складає 35 мм ² . Наявні підставні дерев'яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження. Знаходження окремих прогонів опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Реконструкція	2022	3162.00	Амортизація	Інвестиційна програма
101	Генічеське ВДРМ	Ф-644	6-20 кВ	486	6	1196	0.1827%		6	Непроектна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД, наявні підставні дерев'яні опори; переріз проводу 35 мм ² на окремих ділянках ПЛ, що не відповідає вимогам ПУЕ (п.2.5) з районування по ожеледі та вітровому тиску; велика кількість скруток проводу; траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають корозійні пошкодження; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт); має перспективу подальшого завантаження та розвитку	Реконструкція	2021	1740.03	Амортизація	Інвестиційна програма
102	Херсонське ВДРМ	Ф-773	6-20 кВ	1322	5	436	0.1811%		5	Непроектна довжина прогонів опор; чисельне з'єднання проводу скруткою; значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	32.53	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
103	Олешківське ВДРМ	Ф-1923	6-20 кВ	352	2	1627	0.1800%	1	1	Понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор, значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, з'єднання проводу скруткою, обрив в'язання проводу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	11.11	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
104	Херсонське ВДРМ	Ф-544	6-20 кВ	824	6	693	0.1795%		6	Значна кількість дефектних елементів таких як: провід, дефектних траверс, дефектних та скляних ізоляторів. Порушення п.2.4.18 ПУЕ; непроектна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ (у середньому 80м.); застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД, наявні підставні дерев'яні опори; переріз проводу 35 мм ² переважає по всій довжині ПЛ, що не відповідає вимогам ПУЕ (п.2.5) з районування по ожеледі та вітровому тиску; численні пошкодження корозійного характеру проводу та траверсної оснастки, велика кількість скруток проводу; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Реконструкція	2022	5346.60	Амортизація	Інвестиційна програма
105	Генічеське ВДРМ	Ф-646 РП-5	6-20 кВ	634	6	894	0.17813%	3	3	Непроектна довжина прогонів опор; чисельне з'єднання проводу скруткою; значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	13.14	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
106	Херсонське ВДРМ	Ф-3408	6-20 кВ	590	1	954	0.17690%	1	0	Понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою, дефектний провід, сколи залізобетонних опор та підкосів.	Реконструкція	2021	2949.01	Амортизація	Інвестиційна програма
107	Голопристанське ВДРМ	Ф-846	6-20 кВ	555	11	1004	0.1751%		11	Значна кількість дефектних елементів: траверси, ізолятори. Порушення 2.4.32 ПУЕ. Непроектна довжина прогонів опор. Перетин існуючих дротів складає 35 мм ² . Наявні підставні дерев'яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження. Знаходження окремих прогонів опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Реконструкція	2022	1596.00	Амортизація	Інвестиційна програма

108	Новокаховське ВДРМ	Ф-1131	6-20 кВ	497	6	1102	0.1721%	2	4	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор; наявні дефектні опори; корозії проводу; провисання проводу в прогонні опори; руйнування контуру заземлення; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні; сколи залізобетонних опор та підкосів; непроєктна довжина прогонів опор; наявність великої кількості скруток проводу.	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	175.99	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
112	Чаплинське ВДРМ	Ф-748	6-20 кВ	1146	5	462	0.1664%		5	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	17.14	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
113	Голопристанське ВДРМ	Ф-803	6-20 кВ	506	6	1038	0.1651%		6	Непроєктна довжина прогонів опор; чисельне з'єднання проводу скруткою; значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	6.97	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
115	Чаплинське ВДРМ	Ф-763	6-20 кВ	1462	8	356	0.1636%		8	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	2.66	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
116	Генічеське ВДРМ	Ф-646	6-20 кВ	636	7	813	0.1625%		7	Наявні дефектні опори; провисання проводу в прогонні опори; руйнування контуру заземлення; сколи залізобетонних опор та підкосів; непроєктна довжина прогонів опор; наявність великої кількості скруток проводу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	96.01	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
117	Генічеське ВДРМ	Ф-671	6-20 кВ	337	3	1528	0.1618%		3	Понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор, значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, з'єднання проводу скруткою, обрив в'язання проводу.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	9.00	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
118	Каховське ВДРМ	Ф-262	6-20 кВ	298	6	1725	0.1616%		6	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	8.19	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
119	Херсонське ВДРМ	Ф-523	6-20 кВ	304	8	1686	0.1611%		8	Наявні дефектні опори; корозії проводу; провисання проводу в прогонні опори; руйнування контуру заземлення; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні; сколи залізобетонних опор та підкосів; непроєктна довжина прогонів опор; наявність великої кількості скруток проводу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	31.47	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
120	Чаплинське ВДРМ	Ф-7411	6-20 кВ	578	9	886	0.1610%		9	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	8.39	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
121	Чаплинське ВДРМ	Ф-8822	6-20 кВ	65	21	7870	0.1608%		21	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	8.97	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
123	Голопристанське ВДРМ	Ф-912	6-20 кВ	255	7	2004	0.1606%		7	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	10.24	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
125	Херсонське ВДРМ	Ф-2306	6-20 кВ	1946	3	260	0.15901%		3	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	30.42	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
126	Новотроїцьке ВДРМ	531; 532; 533; 534	6-20 кВ	1489	2	337	0.15770%		2	Непроєктна довжина прогонів опор; чисельне з'єднання проводу скруткою; значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	14.58	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
127	Херсонське ВДРМ	доР-21(Р-80)	6-20 кВ	474	2	1047	0.15597%		2	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	5.78	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування

128	Чаплицьке ВДРМ	Ф-8652	6-20 кВ	340	13	1445	0.1544%		13	Навяна велика кількість дефектних елементів: опор, траверс, ізоляторів. Існуючий тип опор на стійках СНВ, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи. Знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт); має перспективу подальшого завантаження та розвитку	Реконструкція	2022	6048.00	Амортизація	Інвестиційна програма
132	Генічеське ВДРМ	Ф-702	6-20 кВ	256	9	1862	0.1498%	1	8	Непроектна довжина прогонів опор переважає по всій довжині ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД, наявні підставні дерев'яні опори; велика кількість скруток проводу; траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають корозійні пошкодження; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні.	Реконструкція	2022	2539.20	Амортизація	Інвестиційна програма
133	Голопристанське ВДРМ	Ф-825	6-20 кВ	1201	4	396	0.1495%		4	Понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скрутокою, дефектний провід, сколи залізобетонних опор та підкосів.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	16.18	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
134	Херсонське ВДРМ	Ф-776	6-20 кВ	359	6	1321	0.1490%		6	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скрутокою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	5.13	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
135	Великолепетиське ВДРМ	Ф-371	6-20 кВ	444	5	1066	0.1488%		5	Наявні дефектні опори; провисання проводу в прогонні опори; руйнування контуру заземлення; сколи залізобетонних опор та підкосів; непроектна довжина прогонів опор; наявність великої кількості скруток проводу.	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	4.44	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
136	Іванівське ВДРМ	Ф-463	6-20 кВ	1224	4	386	0.1485%		4	Понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор, значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, з'єднання проводу скрутокою, обрив в'язання проводу.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	16.55	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
137	Каховське ВДРМ	Ф-274	6-20 кВ	1017	6	464	0.1483%		6	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор; наявні дефектні опори; корозія проводу; провисання проводу в прогонні опори; руйнування контуру заземлення; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні; сколи залізобетонних опор та підкосів; непроектна довжина прогонів опор; наявність великої кількості скруток проводу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	28.93	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
141	Новокаховське ВДРМ	Ф-81	6-20 кВ	938	9	497	0.1465%	2	7	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скрутокою, дефектний провід, сколи залізобетонних опор та підкосів.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	183.55	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
145	Іванівське ВДРМ	Ф-433	6-20 кВ	495	8	928	0.1444%		8	Непроектна довжина прогонів опор; чисельне з'єднання проводу скрутокою; значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	4.12	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
147	Генічеське ВДРМ	ФР-12	6-20 кВ	211	14	2169	0.1438%	1	13	Значна кількість дефектних елементів: траверси, ізолятори. Порушення 2.4.32 ПУЕ. Непроектна довжина прогонів опор. Перетин існуючих дровів складає 35 мм ² . Наявні підставні дерев'яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження. Знаходження окремих прогонів опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Реконструкція	2021	1445.78	Амортизація	Інвестиційна програма
148	Новокаховське ВДРМ	Ф-1141	6-20 кВ	574	4	786	0.1418%		4	Непроектна довжина прогонів опор; чисельне з'єднання проводу скрутокою; значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	9.97	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
149	Херсонське ВДРМ	Ф-3112	6-20 кВ	1301	2	346	0.1415%		2	Понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор, значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, з'єднання проводу скрутокою, обрив в'язання проводу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	6.17	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
157	Голопристанське ВДРМ	Ф-934	6-20 кВ	662	3	642	0.13357%		3	Понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор, значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, з'єднання проводу скрутокою, обрив в'язання проводу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	8.92	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування

158	Новокаховське ВДРМ	Ф-1028	6-20 кВ	406	5	1045	0.13334%		5	Понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою, дефектний провід, сколи залізобетонних опор та підкосів.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	153.08	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
160	Високопільське ВДРМ	Ф-1522	6-20 кВ	196	5	2156	0.1328%		5	Понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою, дефектний провід, сколи залізобетонних опор та підкосів.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	103.75	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
161	Генічеське ВДРМ	Ф-691	6-20 кВ	442	6	952	0.13225%		6	Наявні дефектні опори; корозії проводу; провисання проводу в прогонні опори; руйнування контуру заземлення; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні; сколи залізобетонних опор та підкосів; непроєктна довжина прогонів опор; наявність великої кількості скруток проводу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	17.98	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
162	Новотроїцьке ВДРМ	Ф-573	6-20 кВ	328	5	1274	0.13133%		5	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	23.67	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
164	Генічеське ВДРМ	Ф-641	6-20 кВ	1319	2	313	0.12975%	1	1	Понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор, значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, з'єднання проводу скруткою, обрив в'язання проводу.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	12.13	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
165	Херсонське ВДРМ	Ф-542	6-20 кВ	361	3	1133	0.12855%	1	2	Понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор, значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, з'єднання проводу скруткою, обрив в'язання проводу.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	9.81	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
167	Іванівське ВДРМ	Ф-465	6-20 кВ	559	5	726	0.1275%		5	Значна кількість дефектних елементів: траверси, ізолятори. Порушення 2.4.32 ПУЕ. Непроєктна довжина прогонів опор. Перетин існуючих дротів складає 35 мм ² . Наявні підставні дерев'яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження. Знаходження окремих прогонів опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Реконструкція	2022	5742.10	Амортизація	Інвестиційна програма
168	Генічеське ВДРМ	Ф-647	6-20 кВ	2170	2	187	0.1275%		2	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор; наявні дефектні опори; корозії проводу; провисання проводу в прогонні опори; руйнування контуру заземлення; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні; сколи залізобетонних опор та підкосів; непроєктна довжина прогонів опор; наявність великої кількості скруток проводу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	18.24	Витрати на ремонт	Інвестиційна програма
169	Високопільське ВДРМ	Ф-1601	6-20 кВ	1271	3	318	0.1270%		3	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	5.78	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
171	Голопристанське ВДРМ	Ф-805	6-20 кВ	1683	5	239	0.1264%		5	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор; наявні дефектні опори; корозії проводу; провисання проводу в прогонні опори; руйнування контуру заземлення; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні; сколи залізобетонних опор та підкосів; непроєктна довжина прогонів опор; наявність великої кількості скруток проводу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	50.04	Витрати на ремонт	Інвестиційна програма
172	Чаплинське ВДРМ	Ф-8412	6-20 кВ	451	4	889	0.1260%		4	Непроєктна довжина прогонів опор переважає по всій довжині ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із згинаючим моментом який не відповідає діючій НТД, наявні підставні дерев'яні опори; велика кількість скруток проводу; траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають корозійні пошкодження; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт); має перспективу подальшого завантаження та розвитку	Реконструкція	2022	7249.40	Амортизація	Інвестиційна програма

173	Скадовське ВДРМ	Ф-1753	6-20 кВ	325	5	1232	0.1258%	1	4	Понаднормативне провисання проводу разом із неспроможною довжиною прогонів опор, значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, з'єднання проводу скруткою, обрив в'язання проводу.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	5.37	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
174	Херсонське ВДРМ	Ф-777	6-20 кВ	196	5	2036	0.1254%		5	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із неспроможною довжиною прогонів опор; наявні дефектні опори; корозії проводу; провисання проводу в прогонні опори; руйнування контуру заземлення; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні; сколи залізобетонних опор та підкосів; неспроможна довжина прогонів опор; наявність великої кількості скруток проводу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	31.37	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
175	Генічеське ВДРМ	Ф-661	6-20 кВ	302	8	1321	0.1254%	2	6	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із неспроможною довжиною прогонів опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	8.20	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
177	Голопристанське ВДРМ	Ф-962	6-20 кВ	505	7	783	0.1243%		7	Наявні дефектні опори; корозії проводу; провисання проводу в прогонні опори; руйнування контуру заземлення; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні; сколи залізобетонних опор та підкосів; неспроможна довжина прогонів опор; наявність великої кількості скруток проводу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	79.73	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
178	Херсонське ВДРМ	Ф-1022	6-20 кВ	1938	1	203	0.12364%		1	Наявні дефектні опори; провисання проводу в прогонні опори; руйнування контуру заземлення; сколи залізобетонних опор та підкосів; неспроможна довжина прогонів опор; наявність великої кількості скруток проводу.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	14.52	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
180	Олешківське ВДРМ	яч04	6-20 кВ	4078	1	95	0.12176%		1	Неспроможна довжина прогонів опор; чисельне з'єднання проводу скруткою; значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	20.97	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
182	Херсонське ВДРМ	Ф-635	6-20 кВ	79	8	4889	0.12139%	1	7	Наявні дефектні опори; провисання проводу в прогонні опори; руйнування контуру заземлення; сколи залізобетонних опор та підкосів; неспроможна довжина прогонів опор; наявність великої кількості скруток проводу.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	9.72	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
185	Скадовське ВДРМ	Ф-1771	6-20 кВ	230	7	1622	0.1172%	3	4	Наявні дефектні опори; провисання проводу в прогонні опори; руйнування контуру заземлення; сколи залізобетонних опор та підкосів; неспроможна довжина прогонів опор; наявність великої кількості скруток проводу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	44.62	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
189	Херсонське ВДРМ	Ф-2417	6-20 кВ	1265	2	286	0.1137%		2	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із неспроможною довжиною прогонів опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	7.45	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
190	Олешківське ВДРМ	Ф-1907	6-20 кВ	2534	3	142	0.1131%		3	Понаднормативне провисання проводу разом із неспроможною довжиною прогонів опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою, дефектний провід, сколи залізобетонних опор та підкосів.	Реконструкція	2021	3724.03	Амортизація	Інвестиційна програма
192	Каховське ВДРМ	Ф-253	6-20 кВ	1449	2	246	0.11203%		2	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із неспроможною довжиною прогонів опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	12.13	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
195	Новотроїцьке ВДРМ	Ф-604	6-20 кВ	354	8	996	0.1108%		8	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із неспроможною довжиною прогонів опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою, дефектний провід, сколи залізобетонних опор та підкосів.	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	45.92	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
196	Херсонське ВДРМ	Ф-2720	6-20 кВ	1617	2	218	0.1108%		2	Понаднормативне провисання проводу разом із неспроможною довжиною прогонів опор, значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, з'єднання проводу скруткою, обрив в'язання проводу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	3.72	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
197	Високопільське ВДРМ	Ф-1301	6-20 кВ	876	5	402	0.1107%		5	Понаднормативне провисання проводу разом із неспроможною довжиною прогонів опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою, дефектний провід, сколи залізобетонних опор та підкосів.	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	42.58	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт

198	Голопристанське ВДРМ	Ф-823	6-20 кВ	200	7	1755	0.1103%		7	Наявні дефектні опори; корозія проводу; провисання проводу в прогонні опори; руйнування контуру заземлення; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні; сколи залізобетонних опор та підкосів; непроектна довжина прогонів опор; наявність великої кількості скруток проводу.	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	100.69	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
199	Чаплинське ВДРМ	Ф-8306	6-20 кВ	244	12	1437	0.1102%		12	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скрутокою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	4.14	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
200	Каховське ВДРМ	Ф-141	6-20 кВ	365	4	960	0.1101%		4	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скрутокою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	5.42	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
234	Чаплинське ВДРМ	Ф-742	6-20 кВ	739	3	428	0.0994%		3	Непроектна довжина прогонів опор; чисельне з'єднання проводу скрутокою; значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	12.19	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
235	Новокаховське ВДРМ	Ф-47	6-20 кВ	1415	3	223	0.0992%	2	1	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скрутокою.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	3.52	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
242	Каховське ВДРМ	Ф-144	6-20 кВ	144	6	2165	0.0980%		6	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скрутокою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	10.81	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
252	Голопристанське ВДРМ	Ф-805	6-20 кВ	439	2	690	0.0952%		2	Непроектна довжина прогонів опор; чисельне з'єднання проводу скрутокою; значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	3.32	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
265	Олешківське ВДРМ	Ф-1931	6-20 кВ	267	5	1079	0.0905%	1	4	Непроектна довжина прогонів опор; чисельне з'єднання проводу скрутокою; значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	2.98	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
266	Каховське ВДРМ	Ф-908	6-20 кВ	218	12	1320	0.0904%		12	Понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор, значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, з'єднання проводу скрутокою, обрив в'язання проводу.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	30.38	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
267	Іванівське ВДРМ	Ф-443	6-20 кВ	236	5	1218	0.0903%		5	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор; наявні дефектні опори; корозія проводу; провисання проводу в прогонні опори; руйнування контуру заземлення; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні; сколи залізобетонних опор та підкосів; непроектна довжина прогонів опор; наявність великої кількості скруток проводу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	118.30	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
281	Херсонське ВДРМ	Ф-555	6-20 кВ	643	5	432	0.0873%		5	Понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор, значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, з'єднання проводу скрутокою, обрив в'язання проводу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	1.07	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
282	Херсонське ВДРМ	Ф-820	6-20 кВ	696	4	399	0.0873%		4	Понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скрутокою, дефектний провід, сколи залізобетонних опор та підкосів.	Реконструкція	2021	1836.91	Амортизація	Інвестиційна програма
287	Новокаховське ВДРМ	Ф-1022	6-20 кВ	363	4	752	0.0858%		4	Понаднормативне провисання проводу разом із непроектною довжиною прогонів опор, значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор;дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, з'єднання проводу скрутокою, обрив в'язання проводу.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	1.10	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
289	Херсонське ВДРМ	Ф-4014	6-20 кВ	217	3	1256	0.0857%		3	Непроектна довжина прогонів опор; чисельне з'єднання проводу скрутокою; значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	26.73	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування

292	Херсонське ВДРМ	Ф-562	6-20 кВ	296	8	916	0.0852%		8	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із неспроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	6.56	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
297	Херсонське ВДРМ	Ф-1016	6-20 кВ	2613	1	103	0.0846%		1	Понаднормативне провисання проводу разом із неспроєктною довжиною прогонів опор, значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, з'єднання проводу скруткою, обрив в'язання проводу.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	3.23	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
299	Новокаховське ВДРМ	Ф-42	6-20 кВ	887	7	301	0.0839%		7	Неспроектна довжина прогонів опор; чисельне з'єднання проводу скруткою; значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	3.81	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
305	Голопристанське ВДРМ	Ф-822	6-20 кВ	155	5	1666	0.0812%		5	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із неспроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	8.21	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
306	Високопільське ВДРМ	Ф-1512	6-20 кВ	311	4	824	0.0805%		4	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із неспроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	7.94	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
307	Олешківське ВДРМ	Ф-1974	6-20 кВ	553	2	460	0.0799%		2	Наявні дефектні опори; провисання проводу в прогонні опори; руйнування контуру заземлення; сколи залізобетонних опор та підкосів; неспроєктна довжина прогонів опор; наявність великої кількості скруток проводу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	214.77	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
313	Генічеське ВДРМ	Ф-643	6-20 кВ	986	3	253	0.0784%		3	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із неспроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою, дефектний провід, сколи залізобетонних опор та підкосів.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	13.79	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
315	Генічеське ВДРМ	Ф-712	6-20 кВ	447	9	557	0.07825%		9	Понаднормативне провисання проводу разом із неспроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою, дефектний провід, сколи залізобетонних опор та підкосів.	Реконструкція	2022	5813.50	Амортизація	Інвестиційна програма
325	Скадовське ВДРМ	Ф-1704	6-20 кВ	1256	3	194	0.0766%	1	2	Значна кількість дефектних елементів: траверси, ізолятори. Порушення 2.4.32 ПУЕ. Неспроектна довжина прогонів опор. Перетин існуючих дровів складає 35 мм ² . Застарілий тип опор на стійках СНВ. Наявні підставні дерев'яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження. Дефектні ізолятори типу ПФ-6, ШФ-10. Велика кількість звернень від споживачів щодо якості напруги, яка не відповідає нормам.	Виконано реконструкцію згідно планів інвестиційної програми	2020	1425.34	Амортизація	Інвестиційна програма
329	Голопристанське ВДРМ	Ф-842	6-20 кВ	405	9	598	0.0761%		9	Понаднормативне провисання проводу разом із неспроєктною довжиною прогонів опор, значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, з'єднання проводу скруткою, обрив в'язання проводу.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	19.23	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
363	Високопільське ВДРМ	Ф-1304	6-20 кВ	482	3	450	0.0682%		3	Неспроектна довжина прогонів опор; чисельне з'єднання проводу скруткою; значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	6.89	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
366	Каховське ВДРМ	Ф-164	6-20 кВ	487	4	442	0.0677%	2	2	Понаднормативне провисання проводу разом із неспроєктною довжиною прогонів опор, значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, з'єднання проводу скруткою, обрив в'язання проводу.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	7.63	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
376	Скадовське ВДРМ	Ф-1703	6-20 кВ	2458	3	85	0.0657%	2	1	Значна кількість дефектних елементів: траверси, ізолятори. Порушення 2.4.32 ПУЕ. Неспроектна довжина прогонів опор. Перетин існуючих дровів складає 35 мм ² . Наявні підставні дерев'яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження. Знаходження окремих прогонів опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Виконано реконструкцію згідно планів інвестиційної програми	2020	1940.84	Амортизація	Інвестиційна програма

381	Каховське ВДРМ	Ф-161	6-20 кВ	381	5	540	0.0647%	1	4	Понаднормативне провисання проводу разом із непроєктованою довжиною прогонів опор, значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, з'єднання проводу скруткою, обрив в'язання проводу.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	23.67	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
382	Великолепетиське ВДРМ	Ф-391	6-20 кВ	222	5	920	0.0642%		5	Непроєктна довжина прогонів опор; чисельне з'єднання проводу скруткою; значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	9.42	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
387	Голопристанське ВДРМ	Ф-806	6-20 кВ	2295	2	87	0.0628%		2	Понаднормативне провисання проводу разом із непроєктованою довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою, дефектний провід, сколи залізобетонних опор та підкосів.	Реконструкція	2021	1646.27	Амортизація	Інвестиційна програма
388	Олешківське ВДРМ	Ф-1921	6-20 кВ	227	4	875	0.0624%		4	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктованою довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	7.82	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
389	Іванівське ВДРМ	Ф-483	6-20 кВ	318	6	622	0.0622%		6	Значна кількість дефектних елементів таких як: опор, дефектних траверс, дефектних та скляних ізоляторів. Порушення п.2.4.18 ПУЕ; непроєктна довжина прогонів опор на окремих ділянках ПЛ; застарілий тип опор на стійках СНВ із значним моментом являє не відповідає діючій ПТД; пошкоджена внаслідок корозії металена траверсна оснастка; великою кількістю скруток проводу; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, знаходження окремих опор на приватних земельних ділянках, що значно ускладнює можливість обслуговування ПЛ (неможливість під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт)	Реконструкція	2021	1040.75	Амортизація	Інвестиційна програма
391	Іванівське ВДРМ	Ф-431	6-20 кВ	299	6	659	0.0619%		6	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктованою довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	3.63	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
425	Каховське ВДРМ	Ф-312	6-20 кВ	327	5	539	0.0554%		5	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктованою довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	4.29	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
430	Генічеське ВДРМ	Ф-642	6-20 кВ	1137	3	153	0.0547%	1	2	Понаднормативне провисання проводу разом із непроєктованою довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою, дефектний провід, сколи залізобетонних опор та підкосів.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	13.79	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
431	Великолепетиське ВДРМ	Ф-394	6-20 кВ	368	3	472	0.0546%		3	Непроєктна довжина прогонів опор; чисельне з'єднання проводу скруткою; значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	4.47	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
470	Херсонське ВДРМ	Ф-3109	6-20 кВ	1450	1	108	0.0492%		1	Понаднормативне провисання проводу разом із непроєктованою довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою, дефектний провід, сколи залізобетонних опор та підкосів.	Виконано реконструкцію згідно планів інвестиційної програми	2020	2338.64	Амортизація	Інвестиційна програма
476	Олешківське ВДРМ	Ф-1932	6-20 кВ	162	3	961	0.0489%	1	2	Понаднормативне провисання проводу разом із непроєктованою довжиною прогонів опор, значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, з'єднання проводу скруткою, обрив в'язання проводу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	3.84	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
485	Генічеське ВДРМ	Ф-721	6-20 кВ	106	12	1410	0.0470%	1	11	Значна кількість дефектних елементів: траверси, ізолятори. Порушення 2.4.32 ПУЕ. Непроєктна довжина прогонів опор. Перетин існуючих дротів складає 35 мм². Застарілий тип опор на стійках СНВ. Наявні підставні дерев'яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження. Дефектні ізолятори типу ПФ-6, ШФ-10. Велика кількість звернень від споживачів щодо якості напруги, яка не відповідає нормам.	Реконструкція	2022	9660.00	Амортизація	Інвестиційна програма

587	Каховське ВДРМ	Ф-85	6-20 кВ	1575	2	76	0.03762%		2	Значна кількість дефектних елементів: траверси, ізолятори. Порушення 2.4.32 ПУЕ. Непроєктна довжина прогонів опор. Перетин існуючих дротів складає 35 мм ² . Застарілий тип опор на стійках СНВ. Наявні підстави дерев'яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження. Дефектні ізолятори типу ПФ-6, ШФ-10. Велика кількість звернень від споживачів щодо якості напруги, яка не відповідає нормам.	Реконструкція	2022	500.00	Амортизація	Інвестиційна програма
621	Херсонське ВДРМ	Ф-631	6-20 кВ	215	1	515	0.0348%		1	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор; наявні дефектні опори; корозії проводу; провисання проводу в прогонні опори; руйнування контуру заземлення; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні; сколи залізобетонних опор та підкосів; непроєктна довжина прогонів опор; наявність великої кількості скруток проводу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	98.93	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
620	Каховське ВДРМ	Ф-143	6-20 кВ	290	4	384	0.0350%		4	Непроєктна довжина прогонів опор; чисельне з'єднання проводу скрутою; значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	20.97	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
642	Каховське ВДРМ	Ф-272	6-20 кВ	1085	3	98	0.0334%		3	Значна кількість дефектних елементів: траверси, ізолятори. Порушення 2.4.32 ПУЕ. Непроєктна довжина прогонів опор. Перетин існуючих дротів складає 35 мм ² . Застарілий тип опор на стійках СНВ. Наявні підстави дерев'яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження. Дефектні ізолятори типу ПФ-6, ШФ-10. Велика кількість звернень від споживачів щодо якості напруги, яка не відповідає нормам.	Реконструкція	2021	659.97	Амортизація	Інвестиційна програма
645	Олешківське ВДРМ	Ф-1965	6-20 кВ	164	3	645	0.0332%		3	Непроєктна довжина прогонів опор; чисельне з'єднання проводу скрутою; значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	6.26	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
647	Високопільське ВДРМ	Ф-1592	6-20 кВ	463	2	227	0.0330%		2	Велика кількість дефектних елементів, таких як: опори, траверси, ізолятори. Непроєктна довжина прогонів опор переважає по всій довжині ПЛ (у середньому 80м.); велика кількість скруток проводу; траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають корозійні пошкодження; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні. Напруга на вхідних вводах до будинків не відповідає вимогам НТД.	Реконструкція	2021	660.11	Амортизація	Інвестиційна програма
657	Новокаховське ВДРМ	Ф-54	6-20 кВ	681	1	151	0.0323%		1	Непроєктна довжина прогонів опор; чисельне з'єднання проводу скрутою; значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	5.21	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
661	Високопільське ВДРМ	Ф-1305	6-20 кВ	74	3	1379	0.0321%		3	Понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор, значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, з'єднання проводу скрутою, обрив в'язання проводу.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	4.66	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
679	Голопристанське ВДРМ	Ф-8414	6-20 кВ	286	5	347	0.0312%		5	Понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор, значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, з'єднання проводу скрутою, обрив в'язання проводу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	3.23	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
724	Скадовське ВДРМ	Ф-1705	6-20 кВ	797	4	114	0.0286%	2	2	Наявні дефектні опори; провисання проводу в прогонні опори; руйнування контуру заземлення; сколи залізобетонних опор та підкосів; непроєктна довжина прогонів опор; наявність великої кількості скруток проводу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	31.24	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
759	Каховське ВДРМ	Ф-292	6-20 кВ	393	4	219	0.0270%		4	Наявні дефектні опори; корозії проводу; провисання проводу в прогонні опори; руйнування контуру заземлення; дефектні ізолятори, що мають чисельні сколи та забруднення поверхні; сколи залізобетонних опор та підкосів; непроєктна довжина прогонів опор; наявність великої кількості скруток проводу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	149.22	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
768	Генічеське ВДРМ	Ф-701	6-20 кВ	299	2	284	0.0267%		2	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скрутою.	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	3.07	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
805	Високопільське ВДРМ	Ф-1313	6-20 кВ	147	2	539	0.0249%		2	Понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скрутою, дефектний провід, сколи залізобетонних опор та підкосів.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	111.99	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт

807	Високопільське ВДРМ	Ф-1506	6-20 кВ	244	4	323	0.0248%		4	Значна кількість дерев (гілок) у прогонах опор, понаднормативне провисання проводу разом із непроєктною довжиною прогонів опор; дефектні ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 що мають чисельні сколи та забруднення поверхні, обрив в'язання проводу, з'єднання проводу скруткою.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	31.99	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
923	Генічеське ВДРМ	Ф-694	6-20 кВ	71	4	949	0.0212%		4	Непроєктна довжина прогонів опор, наявна значна кількість непроєктованих ізоляторів. Велика кількість проводу з корозією, наявна витяжка проводу, марка проводу не відповідає проєкту. Велика кількість звернень споживачів щодо якості напруги.	Реконструкція	2022	1061.00	Амортизація	Інвестиційна програма
	Каховське ВДРМ	Ф-84	6-20 кВ	1740	0	0	0.0000%		0	Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-84 від ПС-35/10/6 "Каховка" у м.Каховка, Херсонської області	Реконструкція	2022	550.00	Амортизація	Інвестиційна програма
	Скадовське ВДРМ	Ф-1709	6-20 кВ	1379	0	0	0.0000%		0	Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1709 від ПС-35/10 кВ "Скадовська" Скадовського району, Херсонської області	Реконструкція	2022	636.50	Амортизація	Інвестиційна програма
	Каховське ВДРМ	ПЛ-10кВ Ф-201 ПС-35/10 "Ретранслятор"	6-20 кВ	-	-	-	-			Будівництво кільцюючої перемички з існуючою ПЛ-10 кВ Ф-101 ПС 150/35/10 кВ «ГНС КОС», як наслідок збільшення надійності електропостачання у споживачів ПЛ-10 кВ Ф-101	Будівництво	2022	983.81	Амортизація	Інвестиційна програма
	Каховське ВДРМ	ПЛ-10кВ Ф-162 від ПС-35/10 "Краса Херсонщини"	6-20 кВ	-	-	-	-			Будівництво кільцюючої перемички з існуючої ПЛ-10 кВ Ф-161 від ПС-35/10 "Краса Херсонщини", як наслідок збільшення надійності електропостачання у споживачів ПЛ-10 кВ Ф-161	Будівництво	2022	699.31	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	ПЛ-10кВ від ПС-35/10кВ «МНС»	6-20 кВ	-	-	-	-			Незадовільний технічний стан живлячої абоненської ПЛ-10 кВ Ф-4012	Будівництво	2022	3567.00	Амортизація	Інвестиційна програма
І.1. Реконструкція ТП 6-10/0,4кВ з заміною комірків з вимикачами навантаженими на комірці з вакуумними вимикачами з функцією телемеханіки															
52	Новокаховське ВДРМ	Ф-624	6-20 кВ	3953	2	220	0.27332%		2	Недостатня кількість кільцюючих комутаційних апаратів.	Реконструкція ЗТП-12 із заміною комірці №4 з вимикачем навантаження на комірці з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Н.Каховка Херсонської області	2022	491.00	Амортизація	Інвестиційна програма
57	Новокаховське ВДРМ	Ф-601	6-20 кВ	2919	7	284	0.26054%	2	5	Відсутність кільцюючих комутаційних апаратів. Велика протяжність лінії ПЛ.	Реконструкція ЗТП-20 із заміною комірці №4 з вимикачем навантаження на комірці з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Н.Каховка Херсонської області	2022	521.00	Амортизація	Інвестиційна програма
	Каховське ВДРМ	Ф-88 та Ф-89	6-20 кВ	1886	5	756	0.22061%		5	Недостатня кількість секціонуючих комутаційних апаратів. Складна конфігурація лінії ПЛ, що ускладнює пошук пошкоджень.	Реконструкція ЗТП-5 із заміною комірці №3 з вимикачем навантаження на комірці з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Каховка Херсонської області	2022	493.00	Амортизація	Інвестиційна програма
81	Новокаховське ВДРМ	Яч-1(ШорсаЗТ)	6-20 кВ	2694	10	251	0.21252%	2	8	Відсутність кільцюючих комутаційних апаратів. Велика протяжність лінії ПЛ.	Реконструкція ЗТП-10 із заміною комірці №2 з вимикачем навантаження на комірці з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Н.Каховка Херсонської області	2022	459.00	Амортизація	Інвестиційна програма
152	Каховське ВДРМ	Ф-89	6-20 кВ	1217	2	358	0.13693%		2	Відсутність кільцюючих комутаційних апаратів. Велика протяжність лінії ПЛ.	Реконструкція ЗТП-10 із заміною комірці №1 з вимикачем навантаження на комірці з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Каховка Херсонської області	2022	486.00	Амортизація	Інвестиційна програма
152	Каховське ВДРМ	Ф-89	6-20 кВ	1217	2	358	0.13693%		2	Недостатня кількість секціонуючих та кільцюючих комутаційних апаратів	Реконструкція ЗТП-10 із заміною комірці №3 з вимикачем навантаження на комірці з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Каховка Херсонської області	2022	491.00	Амортизація	Інвестиційна програма
224	Херсонське ВДРМ	Ф-2102	6-20 кВ	3005	2	109	0.10294%		2	Відсутність кільцюючих комутаційних апаратів. Велика протяжність лінії ПЛ.	Реконструкція ЗТП-4 із заміною комірці №3 з вимикачем навантаження на комірці з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Херсон	2022	545.00	Амортизація	Інвестиційна програма
300	Каховське ВДРМ	Ф-88	6-20 кВ	669	3	398	0.08368%		3	Складна конфігурація лінії, що ускладнює пошук пошкоджень.	Реконструкція ЗТП-480 із заміною комірці №1 з вимикачем навантаження на комірці з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Каховка Херсонської області	2022	478.00	Амортизація	Інвестиційна програма
433	Херсонське ВДРМ	Ф-1041	6-20 кВ	3045	1	57	0.05455%		1	Відсутність секціонуючих комутаційних апаратів. Велика протяжність лінії ПЛ.	Реконструкція ЗТП-527 із заміною комірці №5 з вимикачем навантаження на комірці з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Херсон	2022	513.00	Амортизація	Інвестиційна програма
587	Каховське ВДРМ	Ф-85	6-20 кВ	1575	2	76	0.03762%		2	Відсутність секціонуючих комутаційних апаратів. Велика протяжність лінії ПЛ.	Реконструкція ЗТП-3 із заміною комірці №1 з вимикачем навантаження на комірці з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Каховка Херсонської області	2022	489.00	Амортизація	Інвестиційна програма
811	Новокаховське ВДРМ	Ф-622	6-20 кВ	2910	1	27	0.02469%		1	Велика протяжність та складна конфігурація лінії, що ускладнює пошук пошкодження.	Реконструкція ЗТП-13 із заміною комірці №3 з вимикачем навантаження на комірці з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Н.Каховка Херсонської області	2022	532.00	Амортизація	Інвестиційна програма

	Херсонське ВДРМ	Ф-2425	6-20 кВ	1845	0	0	0		0	Недостатня кількість секціонуючих та кільцюючих комутаційних апаратів	Реконструкція ЗТП-520 із заміною коміроч №1 та №2 з вимикачем навантаження на комірці з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Херсон	2022	1100.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
2. Будівництво і реконструкція ПЛ-0,4 кВ																
124	Новокаховське ВДРМ	ТП-359 Л-1 Берислав (від КТП-359 Берислав)	0,4 кВ	154	10	3298	0.160%		10	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; напруга на вводах в будинки не відповідає НТД; дефектні елементи: опори (дерев'яні, дефектні, застарілі), провід, вводи в будинки;	Реконструкція	2022	4454.80	Амортизація	Інвестиційна програма	
131	Високопільське ВДРМ	ТП-268 Л-1 Олександрівка (від КТП-268 Олександрівка)	0,4 кВ	74	27	6458	0.150%		27	Незадовільний технічний стан ПЛ: наявність дефектних опор та проводу, кількість яких відповідає номенклатурі робіт з капітального ремонту	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	13.47	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
140	Голопристанське ВДРМ	ТП-45 Л-1 (від КТП-45)	0,4 кВ	78	1	5984	0.14669%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ: наявність дефектних опор, траверс, ізоляторів та проводу, провисання проводу, непроєктних прольотів та пошкоджених вводів в будинки, кількість яких відповідає номенклатурі робіт з капітального ремонту	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	5.55	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
153	Олешківське ВДРМ	ТП-270 Л-2 (від КТП-270)	0,4 кВ	96	5	4499	0.136%		5	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; значна кількість дефектних елементів; напруга на вводах в будинки не відповідає НТД	Виконано реконструкцію	2020	216.57	Амортизація	Інвестиційна програма	
187	Херсонське ВДРМ	ТП-28 Л-2 (від КТП-28)	0,4 кВ	210	5	1771	0.117%	1	4	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; напруга на вводах в будинки не відповідає НТД; дефектні елементи: опори (дерев'яні, дефектні, застарілі), траверси, ізолятори, провід, вводи в будинки;	Реконструкція	2022	3643.20	Амортизація	Інвестиційна програма	
247	Олешківське ВДРМ	ТП-461 Л-1 (від КТП-461)	0,4 кВ	63	21	4850	0.096%		21	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; напруга на вводах в будинки не відповідає НТД; дефектні елементи: опори (дерев'яні, дефектні, застарілі), траверси, ізолятори, провід, вводи в будинки, непроєктні прольоти, значна кількість скруток, наявність розривів проводу, відсутні спуски контура заземлення;	Реконструкція	2022	485.76	Амортизація	Інвестиційна програма	
283	Новокаховське ВДРМ	ТП-74 Л-1 Берислав (від ЗТП-74 Берислав)	0,4 кВ	133	6	2081	0.087%		6	Незадовільний технічний стан ПЛ: наявність дефектних опор, траверс, ізоляторів та проводу, кількість яких відповідає номенклатурі робіт з капітального ремонту, захарщення траси ПЛ гілками дерев	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	121.71	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
324	Херсонське ВДРМ	ТП-285 2Т Л-14 (від ЗТП-285 2Т)	0,4 кВ	174	3	1404	0.077%		3	Понаднормативна протяжність ПЛ; напруга на вводах в будинки не відповідає НТД; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; значна кількість дефектних опор, траверс, ізоляторів та проводу	Реконструкція	2021	2453.66	Амортизація	Інвестиційна програма	
328	Херсонське ВДРМ	ТП-282 1Т Л-7 (від ЗТП-282 1Т)	0,4 кВ	181	3	1335	0.076%		3	Понаднормативна протяжність ПЛ; напруга на вводах в будинки не відповідає НТД; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; дефектні елементи: опори (дерев'яні, дефектні, застарілі), траверси, ізолятори, провід, вводи в будинки; неможливість під'їзду спецтехніки до окремих ділянок лінії	Реконструкція	2022	1843.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
339	Херсонське ВДРМ	ТП-21 Л-4 (від КТП-21)	0,4 кВ	160	5	1342	0.074%		5	Понаднормативна протяжність ПЛ; напруга на вводах в будинки не відповідає НТД; наявність дефектних опор, траверс, ізоляторів, проводу	Реконструкція	2021	998.61	Амортизація	Інвестиційна програма	
360	Херсонське ВДРМ	ТП-132 Л-1 (від КТП-132)	0,4 кВ	100	3	2046	0.069%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарщення траси гілками дерев, наявність дефектних опор та проводу	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	39.51	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
368	Голопристанське ВДРМ	ТП-8 Л-2 (від КТП-8)	0,4 кВ	100	5	2124	0.067%		5	Незадовільний технічний стан ПЛ: дефектні опори, траверси, ізолятори, провід, захарщення траси деревами та гілками	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	21.12	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
421	Чаплинське ВДРМ	ТП-341 Л-2 Каланчак (від КТП-341 Каланчак)	0,4 кВ	122	9	1466	0.056%		9	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарщення траси гілками, дефектні опори, траверси, ізолятори, провід	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	60.81	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
422	Херсонське ВДРМ	ТП-27 Л-9 (від ЗТП-27)	0,4 кВ	166	2	1073	0.056%		2	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; наявність дефектних елементів ПЛ: опор, ізоляторів, траверс, проводу та вводів в будинки	Виконано реконструкцію	2020	3343.23	Амортизація	Інвестиційна програма	
428	Херсонське ВДРМ	ТП-1167 Л-2 Белозерка (від КТП-1167 Белозерка)	0,4 кВ	113	8	2260	0.055%		8	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; напруга на вводах в будинки не відповідає НТД; дефектні та непроєктні елементи: опори (дерев'яні, дефектні, застарілі), траверси, ізолятори, провід, вводи в будинки;	Реконструкція	2022	2915.00	Амортизація	Інвестиційна програма	

483	Херсонське ВДРМ	ТП-14 Л-9 (від ЗТП-14)	0,4 кВ	131	1	1159	0.048%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення ліній деревами та гілками, дефектні опори, ізолятори, наявність значної кількості скруток та провисання проводу	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	34.96	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
484	Херсонське ВДРМ	ТП-303 Л-1 Білозерка (від КТП-303 Білозерка)	0,4 кВ	88	8	1715	0.047%		8	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; значна кількість дефектних елементів; напруга на вводах в будинки не відповідає НТД	Виконано реконструкцію	2020	505.53	Амортизація	Інвестиційна програма
494	Високопільське ВДРМ	ТП-74 Л-1 Олександрівка (від КТП-74 Олександрівка)	0,4 кВ	99	6	1489	0.046%		6	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення траси ПЛ гілками, дефектні та дерев'яні опори, наявність скруток та обривів проводу	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	51.77	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
515	Херсонське ВДРМ	ТП-722 Л-5 (від КТП-722)	0,4 кВ	195	2	718	0.044%		2	Понаднормативна протяжність ПЛ; напруга на вводах в будинки не відповідає НТД; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; наявність дефектних та непроєктних елементів	Виконано реконструкцію	2020	3046.73	Амортизація	Інвестиційна програма
556	Херсонське ВДРМ	ТП-760 руб.4 (ЗТП-760 ІТ)	0,4 кВ	330	1	386	0.040%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення траси ПЛ гілками дерев	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	6.68	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
567	Новокаховське ВДРМ	ТП-243 Л-1 Берислав (від КТП-243 Берислав)	0,4 кВ	61	9	2033	0.039%		9	Незадовільний технічний стан ПЛ: дефектні траверси, ізолятори, провід, захарачення траси деревами та гілками	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	11.36	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
568	Херсонське ВДРМ	ТП-9 2Т Л-7 (від ЗТП-9 2Т)	0,4 кВ	52	16	2383	0.039%		16	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення ліній деревами та гілками, дефектні опори, наявність значної кількості скруток та провисання проводу	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	3.72	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
570	Херсонське ВДРМ	ТП-845 Л-5 Білозерка (від КТП-845 Білозерка)	0,4 кВ	150	6	830	0.039%		6	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення ліній деревами та гілками, дефектні опори, наявність значної кількості скруток та провисання проводу, пошкодження та корозія проводу, відсутність заземлення	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	6.67	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
573	Скадовське ВДРМ	ТП-732 Л-2 (від КТП-732)	0,4 кВ	108	2	1135	0.039%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення ліній гілками, дефектні опори, дефектний та непроєктний провід, наявність значної кількості скруток та провисання проводу, непроєктні вводи в будинки	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	113.94	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
576	Херсонське ВДРМ	ТП-227 Л-4 (від ЗТП-227)	0,4 кВ	87	2	1402	0.038%		2	Понаднормативна протяжність ПЛ; напруга на вводах в будинки не відповідає НТД; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; дефектні елементи: опори (дерев'яні, дефектні, застарілі), траверси, ізолятори, непроєктні прольоти, провід; неможливість під'їзду спецтехніки до окремих ділянок ліній	Реконструкція	2022	3833.68	Амортизація	Інвестиційна програма
579	Херсонське ВДРМ	ТП-78 Л-1 (від ЗТП-78)	0,4 кВ	97	3	1252	0.038%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення ліній гілками, дефектні опори, траверси, дефектний та непроєктний провід, наявність значної кількості скруток та провисання проводу, дефектні вводи в будинки	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	40.29	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
585	Херсонське ВДРМ	ТП-17 Л-2 Білозерка (від КТП-17 Білозерка)	0,4 кВ	84	9	1426	0.038%		9	Понаднормативна протяжність ПЛ; напруга на вводах в будинки не відповідає НТД; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; дефектні елементи: опори (дерев'яні, дефектні, застарілі), траверси, ізолятори, провід, відгалуження; неможливість під'їзду спецтехніки до окремих ділянок ліній	Реконструкція	2022	2377.50	Амортизація	Інвестиційна програма
591	Херсонське ВДРМ	ТП-721 Л-2 (від КТП-721)	0,4 кВ	114	5	1040	0.037%		5	Понаднормативна протяжність ПЛ; напруга на вводах в будинки не відповідає НТД; наявність дефектних опор, траверс, ізоляторів, проводу	Виконано реконструкцію	2020	3377.25	Амортизація	Інвестиційна програма
615	Новотроїцьке ВДРМ	ТП-177А Л-2 (від КТП-177А)	0,4 кВ	82	15	1364	0.035%		15	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення ліній гілками, дефектні опори, траверси, дефектний та непроєктний провід, наявність значної кількості скруток, дефектні та непроєктні вводи в будинки	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	39.77	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
638	Новокаховське ВДРМ	ТП-82 Л-2 Берислав (від КТП-82 Берислав)	0,4 кВ	100	5	1071	0.034%		5	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення ліній гілками, дефектні опори, наявність значної кількості скруток та провисання проводу, непроєктні вводи в будинки	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	138.25	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
659	Новотроїцьке ВДРМ	ТП-551 Л-1 (від КТП-551)	0,4 кВ	96	12	1069	0.032%		12	Понаднормативна протяжність ПЛ; напруга на вводах в будинки не відповідає НТД; дефектні елементи: опори (дерев'яні, дефектні, застарілі), траверси, ізолятори, провід, відгалуження; відсутні спуски контуру заземлення	Реконструкція	2022	2222.50	Амортизація	Інвестиційна програма
660	Олешківське ВДРМ	ТП-610 Л-2 (від КТП-610)	0,4 кВ	110	1	931	0.032%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення ліній гілками, провисання проводу, непроєктні вводи в будинки	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	1.77	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
671	Скадовське ВДРМ	ТП-306 Л-1 (від КТП-306)	0,4 кВ	48	3	2093	0.032%	1	2	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення ліній гілками, дефектні опори, обрив заземлюючого пристрою	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	151.81	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
673	Олешківське ВДРМ	ТП-31 Л-1 (від КТП-31)	0,4 кВ	87	11	1150	0.031%		11	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення ліній деревами та гілками, наявність значної кількості скруток та провисання проводу, непроєктні вводи в будинки	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	1.64	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
676	Іванівське ВДРМ	ТП-255 Л-1 (від КТП-255)	0,4 кВ	173	3	577	0.031%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення ліній деревами, непроєктні прольоти, наявність значної кількості скруток	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	34.21	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
684	Скадовське ВДРМ	ТП-147 Л-2 (від КТП-147)	0,4 кВ	68	2	1448	0.031%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення ліній гілками, дефектні траверси, дефектний та непроєктний провід, наявність значної кількості скруток, непроєктні вводи в будинки	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	83.61	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт

686	Херсонське ВДРМ	ТП-785 Л-2 (від КТП-785)	0,4 кВ	82	7	1194	0,031%	7	Понаднормативна протяжність ПЛ; напруга на вводах в будинки не відповідає НТД; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; наявність дефектних та непроєктних опор, траверс, ізоляторів, проводу та відгалуджень	Реконструкція	2021	1373.50	Амортизація	Інвестиційна програма
691	Херсонське ВДРМ	ТП-856 Л-1 Білозерка (від КТП-856 Білозерка)	0,4 кВ	81	2	1198	0,030%	2	Незадовільний технічний стан ПЛ: дефектні та дерев'яні опори, наявність скруток	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	52.16	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
698	Олешківське ВДРМ	ТП-324 Л-1 (від КТП-324)	0,4 кВ	49	4	1953	0,030%	4	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарщення ліній гілками, дефектні опори, траверси, ізолятори	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	7.78	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
703	Херсонське ВДРМ	ТП-285 1Т Л-4 (від ЗТП-285 1Т)	0,4 кВ	81	1	1165	0,030%	1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; падіння напруги на лінії перевищує допустиме; наявність дефектних та непроєктних опор, ізоляторів, проводу та вводів в будинки	Реконструкція	2021	2453.66	Амортизація	Інвестиційна програма
706	Високопільське ВДРМ	ТП-157 Л-2 Олександрівка (від КТП-157 Олександрівка)	0,4 кВ	224	4	419	0,029%	4	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарщення ліній гілками, дефектні опори, ізолятори, наявність значної кількості скруток та провисання проводу	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	150.89	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
718	Голопристанське ВДРМ	ТП-12 Л-1 (від ЗТП-12 1Т)	0,4 кВ	82	3	1119	0,029%	3	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарщення ліній гілками, дефектні та непроєктні вводи в будинки, пошкоджене заземлення на деяких опорах ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	35.74	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
720	Херсонське ВДРМ	ТП-785Л-7(відКТП-785)	0,4 кВ	46	8	1984	0,029%	8	Понаднормативна протяжність ПЛ; падіння напруги перевищує рівень визначений НТД; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; наявність дефектних та непроєктних елементів ПЛ	Реконструкція	2021	1373.50	Амортизація	Інвестиційна програма
749	Херсонське ВДРМ	ТП-3 Л-2 (від КТП-3)	0,4 кВ	220	2	397	0,027%	2	Понаднормативна протяжність ПЛ; напруга на вводах в будинки не відповідає НТД; дефектні елементи: опори (дерев'яні, дефектні, застарілі),траверси, дефектні та скляні ізолятори, провід, відгалудження; спуски контуру заземлення відсутні	Реконструкція	2022	3411.57	Амортизація	Інвестиційна програма
755	Херсонське ВДРМ	ТП-975 Л-3 (від КТП-975)	0,4 кВ	91	2	950	0,027%	2	Понаднормативна протяжність ПЛ; падіння напруги перевищує допустиме згідно НТД; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; наявні дефектні та непроєктні опори, ізолятори, траверси, провід, непроєктні прольоти, вводи в будинки	Реконструкція	2021	1974.86	Амортизація	Інвестиційна програма
758	Голопристанське ВДРМ	ТП-740 Л-2 (від КТП-740)	0,4 кВ	123	6	700	0,027%	6	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарщення ліній гілками, дерев'яні опори, наявність значної кількості скруток, дефектні та непроєктні вводи в будинки	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	23.60	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
772	Херсонське ВДРМ	ТП-259 Л-2 (від КТП-259)	0,4 кВ	147	8	575	0,027%	8	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарщення ліній гілками, дерев'яні та дефектні опори, наявність кількості скруток, провисання проводу;	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	20.42	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
801	Херсонське ВДРМ	ТП-315 Л-4 (від ЗТП-315)	0,4 кВ	215	2	371	0,025%	2	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарщення ліній гілками, дефектні траверси, наявність значної кількості скруток	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	6.22	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
812	Олешківське ВДРМ	ТП-781 Л-2 (від КТП-781)	0,4 кВ	49	2	1595	0,025%	2	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарщення ліній гілками, дефектні та дерев'яні опори, наявність значної кількості скруток, обриви проводу	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	60.60	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
821	Херсонське ВДРМ	ПЛ-0,4 від ЗТП-23	0,4 кВ	65	2	1191	0,024%	2	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; напруга на вводах в будинки не відповідає вимогам НТД; наявність дефектних та непроєктних елементів ПЛ	Реконструкція	2021	5117.59	Амортизація	Інвестиційна програма
845	Херсонське ВДРМ	ТП-27 Л-12 (від ЗТП-27)	0,4 кВ	113	2	659	0,023%	2	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; падіння напруги на ПЛ перевищує рівень визначений НТД; наявність дефектних та непроєктних опор, ізоляторів, траверс, прольотів та проводу	Виконано реконструкцію	2020	3343.23	Амортизація	Інвестиційна програма
849	Скадовське ВДРМ	ТП-14 Л-1 (від КТП-14)	0,4 кВ	79	1	937	0,023%	1	Понаднормативна протяжність ПЛ; напруга на вводах в будинки не відповідає вимогам НТД; наявні дефектні та дерев'яні опори, дефектні траверси, ізолятори, непроєктні прольоти, пошкоджені вводи в будинки	Реконструкція	2021	1338.83	Амортизація	Інвестиційна програма
856	Херсонське ВДРМ	ТП-189 Л-4 (від ЗТП-189)	0,4 кВ	141	4	518	0,023%	4	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарщення ліній гілками, дерев'яні опори, наявність значної кількості скруток	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	39.31	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
898	Каховське ВДРМ	ТП-15 Л-1 (від КТП-15)	0,4 кВ	118	7	582	0,022%	7	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарщення ліній гілками, дефектні опори, наявність значної кількості скруток, обриви ліній, дефектні та непроєктні відгалудження	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	8.36	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
927	Іванівське ВДРМ	ТП-221 Л-3 Н.Сірогози (від КТП-221 Н.Сірогози)	0,4 кВ	30	2	2236	0,021%	2	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарщення ліній гілками та деревами, провисання проводу, непроєктні відгалудження	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	8.75	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
937	Херсонське ВДРМ	ТП-505 Л-4 (від ЗТП-505)	0,4 кВ	126	3	520	0,021%	3	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарщення ліній деревами, наявність скруток, провисання проводу	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	1.02	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
940	Херсонське ВДРМ	ТП-250 Л-1 Білозерка (від КТП-250 Білозерка)	0,4 кВ	34	2	1916	0,020%	2	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарщення ліній гілками та деревами, дефектні опори, наявність скруток, провисання проводу, непроєктні відгалудження	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	1.87	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування

946	Скадовське ВДРМ	ТП-61 Л-1 (від КТП-61)	0,4 кВ	61	2	1063	0.020%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ: захаращення лінії гілками, дефектні траверси, ізолятори, наявність обривів проводу, скруток, провисання проводу, дефектні та непроєктні відгалуження	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	9.75	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
950	Херсонське ВДРМ	ТП-10 1Т Л-7 (від ЗТП-10 1Т)	0,4 кВ	120	2	538	0.020%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ: захаращення лінії гілками та деревами, дефектні опори, траверси, наявність скруток, провисання проводу, пошкоджені відгалуження	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	5.58	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
953	Олешківське ВДРМ	ТП-325 Л-4 (від КТП-325)	0,4 кВ	47	2	1357	0.020%		2	Протяжність ПЛ значно перевищує нормативну (3км); падіння напруги на ПЛ перевищує рівень визначений НТД; дефектні елементи: опори (дерева'яні, дефектні, застарілі), траверси, ізолятори, провід, відгалуження; неможливість під'їзду спецтехніки до окремих ділянок лінії	Реконструкція	2022	4946.76	Амортизація	Інвестиційна програма
958	Великолетнське ВДРМ	ТП-39 Л-3 (від КТП-39)	0,4 кВ	58	7	1083	0.020%		7	Незадовільний технічний стан ПЛ: захаращення лінії деревами, дерева'яні опори, дефектні ізолятори, провисання проводу, пошкоджені відгалуження	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	57.48	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
965	Голопристанське ВДРМ	ТП-1186А Л-1 (від КТП-1186А)	0,4 кВ	55	2	1132	0.020%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ: захаращення лінії чагарником, гілками та деревами, наявність скруток, провисання проводу	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	8.46	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
984	Херсонське ВДРМ	ТП-798Л-2(відКТП-798)	0,4 кВ	60	7	1017	0.019%		7	Незадовільний технічний стан ПЛ: захаращення лінії гілками, дефектні опори, наявність скруток, провисання проводу	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	34.75	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1005	Скадовське ВДРМ	ТП-125 Л-1 (від КТП-125)	0,4 кВ	64	4	923	0.019%	3	1	Незадовільний технічний стан ПЛ: захаращення лінії гілками, непроєктні прольоти, дефектні опори, траверси, наявність скруток, непроєктні відгалуження	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	70.28	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1006	Іванівське ВДРМ	ТП-34 Л-1 Н.Сірогози (від КТП-34 Н.Сірогози)	0,4 кВ	64	2	923	0.019%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ: наявність значної кількості скруток, дефектні та непроєктні опори	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	34.00	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1008	Високопільське ВДРМ	ТП-271 Л-2 Олександрівка (від КТП-271 Олександрівка)	0,4 кВ	97	6	607	0.019%		6	Незадовільний технічний стан ПЛ: захаращення лінії гілками, непроєктні прольоти, дефектні опори, наявність обривів та провисання проводу, непроєктні відгалуження	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	80.43	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1050	Олешківське ВДРМ	ТП-320 Л-1 (від КТП-320)	0,4 кВ	81	3	685	0.017%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ: захаращення лінії гілками	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	4.94	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
1051	Голопристанське ВДРМ	ТП-154 Л-1 (від КТП-154)	0,4 кВ	65	5	852	0.017%		5	Незадовільний технічний стан ПЛ: захаращення лінії гілками та провисання проводу	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	1.36	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
1059	Херсонське ВДРМ	ТП-832 Л-5 Білозерка (від КТП-832 Білозерка)	0,4 кВ	145	2	378	0.017%		2	Понаднормативна протяжність ПЛ; падіння напруги перевищує рівень визначений НТД; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; наявність значної кількості дефектних та непроєктних елементів ПЛ	Реконструкція	2021	500.78	Амортизація	Інвестиційна програма
1083	Херсонське ВДРМ	ТП-799 Л-3 (від КТП-799)	0,4 кВ	31	7	1721	0.017%		7	Незадовільний технічний стан ПЛ: захаращення лінії гілками, провисання проводу, непроєктний провід	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	8.67	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1090	Херсонське ВДРМ	ТП-114 Л-3 Білозерка (від КТП-114 Білозерка)	0,4 кВ	111	2	475	0.017%		2	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; напруга на вводах в будинки не відповідає вимогам НТД; наявність дефектних та непроєктних опор, траверс, ізоляторів, прольотів, проводу, пошкоджених вводів в будинки	Реконструкція	2021	1797.38	Амортизація	Інвестиційна програма
1092	Високопільське ВДРМ	ТП-266 Л-3 Олександрівка (від КТП-266 Олександрівка)	0,4 кВ	84	3	625	0.016%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ: захаращення лінії гілками та чагарником, дефектні та дерева'яні опори, дефектні траверси, наявність скруток та обривів проводу	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	32.58	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1099	Каховське ВДРМ	ТП-287 Л-1 Горностаєвка (від КТП-287 Горностаєвка)	0,4 кВ	58	7	895	0.016%	1	6	Незадовільний технічний стан ПЛ: захаращення лінії гілками, дефектні та дерева'яні опори, траверси, ізолятори, провисання проводу, непроєктні відгалуження	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	188.23	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1104	Голопристанське ВДРМ	ТП-1276 Л-3 (від КТП-1276)	0,4 кВ	83	4	618	0.016%		4	Незадовільний технічний стан ПЛ: захаращення лінії гілками та деревами, непроєктний провід, провисання проводу	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	39.56	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
1121	Херсонське ВДРМ	ТП-795 Л-2 Білозерка (від КТП-795 Білозерка)	0,4 кВ	100	2	499	0.016%		2	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню, а також вимогам по вітровому навантаженню та ожеледці, у зимовий період відбувається налипання льоду та снігу, що при сильному вітрі призводить до постійних обривів ліній; дефектні елементи: опори, провід, траверси, ізолятори, вводи в будинки; неможливість під'їзду спец транспорту до окремих ділянок ліній, крім того неможливий під'їзд транспорту в цілому у разі ожеледци	Реконструкція	2022	4099.50	Амортизація	Інвестиційна програма
1122	Херсонське ВДРМ	ТП-224 Л-7 (від КТП-224)	0,4 кВ	23	4	541	0.016%		4	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; дефектні та дерева'яні опори, дефектні траверси, дефектний та непроєктний провід, провисання проводу, дефектні та непроєктні відгалуження	Реконструкція	2021	3642.11	Амортизація	Інвестиційна програма
1125	Новокаховське ВДРМ	ТП-224 Л-3 (від КТП-224)	0,4 кВ	48	2	1034	0.016%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ: захаращення лінії гілками, провисання проводу, непроєктні відгалуження	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	6.32	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
1165	Великолетнське ВДРМ	ТП-74 Л-1 (від КТП-74)	0,4 кВ	50	2	953	0.015%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ: захаращення лінії гілками, непроєктні прольоти, наявність скруток, провисання проводу	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	3.41	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування

1183	Херсонське ВДРМ	ТП-194 Л-6 (від ЗТП-194)	0,4 кВ	131	2	355	0.015%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ: захаращення лінії гілками, дефектні та непроєктовані опори, наявність значної кількості скруток	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	12.48	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1203	Херсонське ВДРМ	РП-Черноморський Л-1 (від РП-Черноморський)	0,4 кВ	99	3	463	0.014%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	72.79	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1209	Херсонське ВДРМ	ТП-211 Л-1 (від КТП-211)	0,4 кВ	110	3	412	0.014%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	55.88	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1211	Олешківське ВДРМ	ТП-139 Л-2 (від КТП-139)	0,4 кВ	71	4	635	0.014%		4	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	2.03	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
1212	Херсонське ВДРМ	ТП-494 Л-7 (від ЗТП-494)	0,4 кВ	34	4	1325	0.014%		4	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	1.74	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
1213	Олешківське ВДРМ	ТП-545 Л-3 (від КТП-545)	0,4 кВ	54	5	834	0.014%		5	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	2.46	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
1214	Високопільське ВДРМ	ТП-252 Л-1 Олександрівка (від ЗТП-252 Олександрівка)	0,4 кВ	50	3	897	0.014%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	85.99	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1221	Херсонське ВДРМ	ТП-721 Л-3 (від КТП-721)	0,4 кВ	25	2	1781	0.014%		2	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Виконано реконструкцію	2020	3377.25	Амортизація	Інвестиційна програма
1223	Херсонське ВДРМ	ТП-59 Л-3 (від ЗТП-59)	0,4 кВ	101	3	438	0.014%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	13.12	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1238	Чаплицьке ВДРМ	ТП-341 Л-3 Каланчак (від КТП-341 Каланчак)	0,4 кВ	68	5	637	0.014%		5	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	102.99	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1245	Високопільське ВДРМ	ТП-74 Л-3 Олександрівка (від КТП-74 Олександрівка)	0,4 кВ	68	4	631	0.013%		4	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	51.77	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1246	Скадовське ВДРМ	ТП-251 Л-8 (від КТП-251)	0,4 кВ	71	2	603	0.013%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	15.59	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1316	Херсонське ВДРМ	ТП-114 Л-2 Білозерка (від КТП-114 Білозерка)	0,4 кВ	57	3	691	0.012%		3	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	1797.38	Амортизація	Інвестиційна програма
1324	Голопристанське ВДРМ	ТП-63 Л-3 (від КТП-63)	0,4 кВ	67	3	584	0.012%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	57.28	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1327	Каховське ВДРМ	ТП-270 Л-1 Горностаєвка (від КТП-270 Горностаєвка)	0,4 кВ	86	4	454	0.012%		4	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	70.74	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1357	Каховське ВДРМ	ТП-47А Л-1 Горностаєвка (від ЗТП-47А Горностаєвка)	0,4 кВ	34	4	1114	0.012%		4	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	37.34	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1360	Високопільське ВДРМ	ТП-184 Л-1 (від ЗТП-184)	0,4 кВ	112	2	338	0.012%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	140.59	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1361	Іванівське ВДРМ	ТП-180 Л-1 (від КТП-180)	0,4 кВ	79	2	479	0.012%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	17.18	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1362	Скадовське ВДРМ	ТП-51 Л-6 (від КТП-51)	0,4 кВ	43	1	880	0.012%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2020	5.21	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
1384	Херсонське ВДРМ	ТП-820 Л-3 Білозерка (від КТП-820 Білозерка)	0,4 кВ	65	3	567	0.012%		3	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	3425.58	Амортизація	Інвестиційна програма
1385	Херсонське ВДРМ	ТП-204 Л-5 (від КТП-204)	0,4 кВ	117	1	314	0.012%		1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	1825.96	Амортизація	Інвестиційна програма
1392	Чаплицьке ВДРМ	ТП-11 Л-4 Каланчак (від КТП-11 Каланчак)	0,4 кВ	29	2	1264	0.012%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	23.67	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1420	Олешківське ВДРМ	ТП-325 Л-1 (від КТП-325)	0,4 кВ	144	1	249	0.011%		1	Протяжність ПЛ значно перевищує нормативну; падіння напруги на ПЛ перевищує рівень визначений НТД; дефектні елементи: опори (дерев'яні, дефектні, застарілі), траверси, ізолятори, провід, відгалуження; неможливість під'їзду спецтехніки до окремих ділянок лінії	Реконструкція	2022	4946.76	Амортизація	Інвестиційна програма
1425	Іванівське ВДРМ	ПЛ-0,4 кВ ЗТП-173 Н.Сірогози	0,4 кВ	40	1	891	0.011%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	17.88	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1436	Херсонське ВДРМ	ТП-23 Л-4 (від ЗТП-23)	0,4 кВ	110	3	320	0.011%		3	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	5117.59	Амортизація	Інвестиційна програма
1437	Херсонське ВДРМ	ТП-882 Л-1 Білозерка (від КТП-882 Білозерка)	0,4 кВ	44	3	797	0.011%		3	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	611.40	Амортизація	Інвестиційна програма
1472	Новотроїцьке ВДРМ	ТП-404 Л-3 (від КТП-404)	0,4 кВ	86	4	390	0.011%		4	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	45.89	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1474	Херсонське ВДРМ	ТП-922 Л-1 (від КТП-922)	0,4 кВ	20	7	1197	0.011%		7	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	18.63	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1481	Чаплицьке ВДРМ	ТП-115 Л-1 Каланчак (від КТП-115 Каланчак)	0,4 кВ	33	1	1011	0.010%		1	Протяжність ПЛ значно перевищує нормативну; падіння напруги на ПЛ перевищує рівень визначений НТД; дефектні елементи: опори (дерев'яні, дефектні, застарілі), траверси, ізолятори, провід, відгалуження; неможливість під'їзду спецтехніки до окремих ділянок лінії	Реконструкція	2022	5492.90	Амортизація	Інвестиційна програма
1485	Олешківське ВДРМ	ТП-324 Л-2 (від КТП-324)	0,4 кВ	52	4	639	0.010%		4	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	101.90	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1487	Херсонське ВДРМ	ТП-211 Л-2 (від КТП-211)	0,4 кВ	109	3	304	0.010%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	52.72	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт

1501	Голопристанське ВДРМ	ТП-201 Л-1 (від КТП-201)	0,4 кВ	23	1	1423	0.010%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	1.42	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
1515	Херсонське ВДРМ	ТП-862 Л-2 (від КТП-862)	0,4 кВ	116	4	275	0.010%		4	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Виконано реконструкцію	2020	2181.81	Амортизація	Інвестиційна програма
1526	Херсонське ВДРМ	ТП-204 Л-3 (від КТП-204)	0,4 кВ	121	2	259	0.010%		2	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	1825.96	Амортизація	Інвестиційна програма
1531	Великопетрицьке ВДРМ	ТП-220 Л-2 Рогачик (від КТП-220 РОГАЧИК)	0,4 кВ	50	1	624	0.010%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	12.67	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1533	Херсонське ВДРМ	ТП-410 Л-1 (від КТП-410)	0,4 кВ	29	4	1148	0.010%		4	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	1.32	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
1536	Голопристанське ВДРМ	ТП-115 Л-2 (від КТП-115)	0,4 кВ	35	5	888	0.00977%		5	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	10.41	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1542	Херсонське ВДРМ	ТП-78 Л-11 (від ЗТП-78)	0,4 кВ	95	1	325	0.00970%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	40.29	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1552	Генічеське ВДРМ	ТП-672 Л-1 (від КТП-672)	0,4 кВ	120	2	254	0.00958%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	41.26	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1555	Чаплинське ВДРМ	ТП-106 Л-1 Каланчак (від ЗТП-106 Каланчак)	0,4 кВ	77	1	395	0.00956%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	75.01	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1564	Новокаховське ВДРМ	ТП-82 Л-4 Берислав (від КТП-82Берислав)	0,4 кВ	83	4	365	0.00952%		4	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	138.25	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1586	Херсонське ВДРМ	ТП-789 Л-1 Білозерка (від КТП-789 Білозерка)	0,4 кВ	78	1	380	0.00932%		1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню, а також вимогам п овітровому навантаженню та ожеледци, у зимовий період відбувається налипання льоду та снігу, що при сильному вітрі призводить до постійних обривів ліній; дефектні елементи: опори, провід, траверси, ізолятори, вводи в будинки; велика відстань від бази транспорту; неможливість під'їзду спец транспорту до окремих ділянок ліній, крім того неможливий під'їзд транспорту в цілому у разі ожеледци	Реконструкція	2022	4707.30	Амортизація	Інвестиційна програма
1592	Скадовське ВДРМ	ТП-686 Л-2 (від ЗТП-686)	0,4 кВ	81	2	363	0.00924%	1	1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	68.85	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1596	Херсонське ВДРМ	ТП-862 Л-1 (від КТП-862)	0,4 кВ	51	3	573	0.00918%		3	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Виконано реконструкцію	2020	2184.15	Амортизація	Інвестиційна програма
1599	Каховське ВДРМ	ТП-9 Л-1 Горноставка (від КТП-9 Горноставка)	0,4 кВ	71	4	411	0.00917%		4	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	4.71	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1643	Голопристанське ВДРМ	ТП-73 Л-2 (від КТП-73)	0,4 кВ	25	3	1115	0.00876%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	123.70	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1659	Високопільське ВДРМ	ТП-271 Л-1 Олександрівка (від КТП-271 Олександрівка)	0,4 кВ	125	3	220	0.00864%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	80.43	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1665	Новотроїцьке ВДРМ	ТП-404 Л-1 (від КТП-404)	0,4 кВ	81	2	338	0.00860%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	45.89	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1687	Чаплинське ВДРМ	ПЛ-0,4 кВ від КТП-11 Каланчак	0,4 кВ	27	1	996	0.00845%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	23.67	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1682	Скадовське ВДРМ	ТП-732 Л-1 (від КТП-732)	0,4 кВ	27	1	999	0.00845%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	113.94	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1694	Херсонське ВДРМ	ТП-190 Л-4 (від КТП-190)	0,4 кВ	125	2	214	0.00841%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	34.85	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1725	Іванівське ВДРМ	ТП-173 Л-1 Н.Сірогози (від ЗТП-173 Н.Сірогози)	0,4 кВ	88	4	295	0.00816%		4	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	17.88	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1753	Скадовське ВДРМ	ТП-266 Л-1 (від КТП-266)	0,4 кВ	33	1	760	0.00788%		1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	840.89	Амортизація	Інвестиційна програма
1757	Херсонське ВДРМ	ТП-722 Л-6 (від КТП-722)	0,4 кВ	67	3	372	0.00785%		3	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Виконано реконструкцію	2020	3046.73	Амортизація	Інвестиційна програма
1761	Каховське ВДРМ	ТП-529 Л-1 (від КТП-529)	0,4 кВ	18	7	1349	0.00783%		7	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	82.47	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1763	Іванівське ВДРМ	ТП-3 Л-2 Н.Сірогози (від ЗТП-3 Н.Сірогози)	0,4 кВ	40	2	623	0.00783%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	36.31	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1798	Іванівське ВДРМ	ТП-173 Л-2 Н.Сірогози (від ЗТП-173 Н.Сірогози)	0,4 кВ	41	3	591	0.00762%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	17.88	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1829	Херсонське ВДРМ	ТП-882 Л-3 (від КТП-882)	0,4 кВ	62	1	378	0.00737%		1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	611.40	Амортизація	Інвестиційна програма
1855	Олешківське ВДРМ	ТП-577 Л-1 (від КТП-577)	0,4 кВ	62	1	370	0.00721%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	117.82	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1864	Херсонське ВДРМ	ТП-864 Л-1 (від КТП-864)	0,4 кВ	73	3	467	0.00716%		3	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Виконано реконструкцію	2020	1747.44	Амортизація	Інвестиційна програма

1919	Херсонське ВДРМ	ТП-661 Л-2 (від КТП-661)	0,4 кВ	146	1	151	0.00693%	1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	2168.81	Амортизація	Інвестиційна програма
1921	Скадовське ВДРМ	ТП-180 Л-1 (від КТП-180)	0,4 кВ	54	3	408	0.00692%	3	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	17.18	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1942	Скадовське ВДРМ	ТП-14 Л-4 (від КТП-14)	0,4 кВ	87	1	248	0.00678%	1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	1338.83	Амортизація	Інвестиційна програма
1945	Високопільське ВДРМ	ТП-36 Л-2 (від КТП-36)	0,4 кВ	43	1	501	0.00677%	1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	7.30	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1947	Херсонське ВДРМ	ТП-856 Л-3 Білозерка (від КТП-856 Білозерка)	0,4 кВ	31	3	694	0.00676%	3	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	44.04	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1949	Новотроїцьке ВДРМ	ТП-4 Л-1 (від КТП-4)	0,4 кВ	50	3	429	0.00674%	3	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	5.20	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1959	Скадовське ВДРМ	ТП-14 Л-3 (від КТП-14)	0,4 кВ	40	3	530	0.00666%	3	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	1338.83	Амортизація	Інвестиційна програма
1968	Херсонське ВДРМ	ТП-842 2Т Л-3 (від ЗТП-842 2Т)	0,4 кВ	66	2	315	0.00653%	2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	26.26	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1971	Херсонське ВДРМ	ТП-843 2Т Л-5 (від ЗТП-843 2Т)	0,4 кВ	121	1	171	0.00650%	1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	17.17	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1979	Херсонське ВДРМ	ТП-511 2Т Л-16 (від ЗТП-511 2Т)	0,4 кВ	194	1	106	0.00646%	1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	25.18	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1999	Іванівське ВДРМ	ТП-321 Л-1 (від КТП-321)	0,4 кВ	33	4	612	0.00635%	4	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	76.09	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2027	Великопелетиське ВДРМ	ТП-48 Л-4 (від КТП-48)	0,4 кВ	61	1	324	0.00621%	1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	43.45	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2048	Херсонське ВДРМ	ТП-259 Л-4 (від КТП-259)	0,4 кВ	187	1	104	0.00611%	1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	20.42	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2056	Каховське ВДРМ	ТП-33 Л-1 (від КТП-33)	0,4 кВ	120	2	161	0.00607%	2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	35.83	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2062	Херсонське ВДРМ	ТП-27 Л-8 (від ЗТП-27)	0,4 кВ	61	2	316	0.00606%	2	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Виконано реконструкцію	2020	3343.23	Амортизація	Інвестиційна програма
2120	Херсонське ВДРМ	ТП-224 Л-2 (від КТП-224)	0,4 кВ	185	1	99	0.00576%	1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	3642.11	Амортизація	Інвестиційна програма
2124	Херсонське ВДРМ	ТП-722 Л-1 (від КТП-722)	0,4 кВ	124	1	147	0.00573%	1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Виконано реконструкцію	2020	3046.73	Амортизація	Інвестиційна програма
2137	Великопелетиське ВДРМ	ТП-15 Л-1 (від ЗТП-15)	0,4 кВ	40	1	452	0.00568%	1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	40.42	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2162	Херсонське ВДРМ	ТП-552 Л-3 (від КТП-552)	0,4 кВ	83	1	211	0.00550%	1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	4.14	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2185	Херсонське ВДРМ	ТП-224 Л-1 (від КТП-224)	0,4 кВ	76	1	225	0.00537%	1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	3642.11	Амортизація	Інвестиційна програма
2192	Херсонське ВДРМ	ТП-316 Л-2 (від ЗТП-316)	0,4 кВ	79	1	214	0.00531%	1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	25.39	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2202	Херсонське ВДРМ	ТП-832 Л-4 Білозерка (від КТП-832 Білозерка)	0,4 кВ	110	2	152	0.00525%	2	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	500.78	Амортизація	Інвестиційна програма
2213	Чаплицьке ВДРМ	ТП-383 Л-2 Каланчак (від КТП-383 Каланчак)	0,4 кВ	56	1	296	0.00521%	1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	79.26	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2214	Херсонське ВДРМ	ТП-23 Л-6 (від ЗТП-23)	0,4 кВ	193	3	85	0.00516%	3	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	5117.59	Амортизація	Інвестиційна програма
2228	Херсонське ВДРМ	ТП-798 Л-1 (від КТП-798)	0,4 кВ	71	1	231	0.00515%	1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	34.75	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2228	Херсонське ВДРМ	ПЛ-0,4 кВ від КТП-722	0,4 кВ	100	2	164	0.00515%	2	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Виконано реконструкцію	2020	3046.73	Амортизація	Інвестиційна програма
2266	Херсонське ВДРМ	ТП-723 Л-1 (від КТП-723)	0,4 кВ	154	2	103	0.00499%	2	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	2055.30	Амортизація	Інвестиційна програма
2267	Скадовське ВДРМ	ТП-796 Л-1 (від КТП-796)	0,4 кВ	56	2	283	0.00498%	2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	25.21	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2285	Скадовське ВДРМ	ТП-186 Л-2 (від КТП-186)	0,4 кВ	104	1	150	0.00490%	1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	83.59	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2306	Херсонське ВДРМ	ТП-797 Л-2 Білозерка (від КТП-797 Білозерка)	0,4 кВ	43	1	357	0.00482%	1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Виконано реконструкцію	2020	820.17	Амортизація	Інвестиційна програма
2312	Чаплицьке ВДРМ	ТП-128 Л-2 Каланчак (від КТП-128 Каланчак)	0,4 кВ	63	2	242	0.00479%	2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	23.62	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2328	Іванівське ВДРМ	ТП-320 Л-1 (від КТП-320)	0,4 кВ	47	2	321	0.00474%	2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	53.22	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт

2335	Генічеське ВДРМ	ТП-856 Л-1 (від КТП-856)	0,4 кВ	42	3	358	0.00473%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	29.05	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2369	Великолепетиське ВДРМ	ТП-163 Л-1 (від КТП-163)	0,4 кВ	47	3	311	0.00459%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	118.31	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2379	Високопільське ВДРМ	ТП-85 Л-1 Олександрівка (від КТП-85 Олександрівка)	0,4 кВ	55	2	262	0.00453%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	104.57	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2394	Скадовське ВДРМ	ТП-30 Л-7 (від КТП-30)	0,4 кВ	29	2	489	0.00446%		2	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню; дефектні та непроєктовані елементи: опори, провід, трансери, ізолятори, вводи в будинки; неможливість під'їзду спец транспорту до окремих ділянок ліній	Реконструкція	2022	2711.50	Амортизація	Інвестиційна програма
2399	Новокаховське ВДРМ	ТП-520 Л-2 Берислав (від КТП-520 Берислав)	0,4 кВ	44	1	321	0.00444%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	164.79	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2402	Чаплинське ВДРМ	ТП-11 Л-3 Каланчак (від КТП-11 Каланчак)	0,4 кВ	57	3	247	0.00442%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	23.70	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2407	Чаплинське ВДРМ	ТП-439 Л-3 (від КТП-439)	0,4 кВ	16	1	876	0.00440%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	9.45	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
2417	Херсонське ВДРМ	ТП-224 Л-6 (від КТП-224)	0,4 кВ	75	1	185	0.00436%		1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	3642.11	Амортизація	Інвестиційна програма
2424	Каховське ВДРМ	ТП-22 Л-2 (від КТП-22)	0,4 кВ	138	3	100	0.00434%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	100.57	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2439	Скадовське ВДРМ	ТП-672 Л-3 (від КТП-672)	0,4 кВ	148	1	92	0.00428%	1	0	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	41.26	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2463	Херсонське ВДРМ	ТП-114 Л-4 Білозерка (від КТП-114 Білозерка)	0,4 кВ	63	1	212	0.00420%		1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	1797.31	Амортизація	Інвестиційна програма
2466	Херсонське ВДРМ	ТП-862 Л-3 (від КТП-862)	0,4 кВ	33	1	404	0.00419%		1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Виконано реконструкцію	2020	2184.15	Амортизація	Інвестиційна програма
2485	Скадовське ВДРМ	ТП-8 Л-1 (від КТП-8)	0,4 кВ	94	2	139	0.00411%		2	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	604.01	Амортизація	Інвестиційна програма
2520	Олешківське ВДРМ	ТП-42 Л-2 (від КТП-42)	0,4 кВ	42	1	303	0.00400%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	99.06	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2522	Генічеське ВДРМ	ТП-750 Л-6 (від КТП-750)	0,4 кВ	26	2	489	0.00400%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	12.42	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2551	Скадовське ВДРМ	ТП-310 Л-3 (від КТП-310)	0,4 кВ	45	1	277	0.00392%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	51.45	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2576	Херсонське ВДРМ	ТП-114 Л-5 Білозерка (від КТП-114 Білозерка)	0,4 кВ	38	2	322	0.00385%		2	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	1797.38	Амортизація	Інвестиційна програма
2584	Іванівське ВДРМ	ТП-3 Л-6 Н.Сірогози (від ЗТП-3 Н.Сірогози)	0,4 кВ	22	2	552	0.00382%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	36.31	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2591	Херсонське ВДРМ	ТП-922 Л-2 (від КТП-922)	0,4 кВ	34	3	540	0.00377%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	18.63	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2603	Херсонське ВДРМ	ТП-23 Л-5 (від ЗТП-23)	0,4 кВ	66	2	180	0.00373%		2	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	5117.59	Амортизація	Інвестиційна програма
2608	Скадовське ВДРМ	ТП-3 Л-1 (від КТП-3)	0,4 кВ	67	1	177	0.00373%	1	0	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	604.01	Амортизація	Інвестиційна програма
2632	Олешківське ВДРМ	ТП-577 Л-2 (від КТП-577)	0,4 кВ	39	1	298	0.00365%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	117.82	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2638	Херсонське ВДРМ	ТП-789 Л-2 Білозерка (від КТП-789 Білозерка)	0,4 кВ	48	1	241	0.00364%		1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню, а також вимогам п овітровому навантаженню та ожеледінні, у зимовий період відбувається напання льоду та снігу, що при сильному вітрі призводить до постійних обривів ліній; дефектні елементи: опори, провід, трансери, ізолятори, вводи в будинки; велика відстань від бази транспорту; неможливість під'їзду спец транспорту до окремих ділянок ліній, крім того неможливий під'їзд транспорту в цілому у разі ожеледінні	Реконструкція	2022	4707.30	Амортизація	Інвестиційна програма
2660	Херсонське ВДРМ	ТП-856 Л-4 Білозерка (від КТП-856 Білозерка)	0,4 кВ	38	2	298	0.00356%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	44.04	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2691	Каховське ВДРМ	ТП-557 Л-1 (від КТП-557)	0,4 кВ	60	3	184	0.00347%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	55.75	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2722	Чаплинське ВДРМ	ТП-70 Л-1 (від КТП-70)	0,4 кВ	25	1	429	0.00337%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	3.83	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
2740	Херсонське ВДРМ	ТП-189 Л-8 (від ЗТП-189)	0,4 кВ	182	1	58	0.00332%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	39.31	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2765	Олешківське ВДРМ	ТП-410 Л-3 (від КТП-410)	0,4 кВ	61	2	170	0.00326%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	10.72	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2777	Скадовське ВДРМ	ТП-231 Л-6 (від ЗТП-231)	0,4 кВ	62	3	166	0.00323%	3	0	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню; дефектні та непроєктовані елементи: опори, трансери, ізолятори, вводи в будинки; неможливість під'їзду спец транспорту до окремих ділянок ліній	Реконструкція	2022	803.99	Амортизація	Інвестиційна програма

2805	Новотроїцьке ВДРМ	ТП-277 Л-1 (від КТП-277)	0,4 кВ	37	1	270	0.00314%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	9,41	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2836	Іванівське ВДРМ	ТП-11 Л-1 (від КТП-11)	0,4 кВ	60	3	163	0.00307%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	83,05	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2847	Херсонське ВДРМ	ТП-614 Л-1 Білозерка (від КТП-614 Білозерка)	0,4 кВ	67	1	145	0.00305%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	4,72	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
2870	Каховське ВДРМ	ТП-53 Л-5 Горностаевка (від КТП-53 Горностаевка)	0,4 кВ	38	3	251	0.00300%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	77,38	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
2873	Голопристанське ВДРМ	ТП-261 Л-2 (від КТП-261)	0,4 кВ	81	1	117	0.00298%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	105,89	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2889	Олешківське ВДРМ	ТП-6 Л-4 (від КТП-6)	0,4 кВ	104	2	90	0.00294%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	5,85	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
2891	Чаплинське ВДРМ	ТП-22 Л-1 Каланчак (від КТП-22 Каланчак)	0,4 кВ	55	1	170	0.00294%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	12,06	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
2893	Херсонське ВДРМ	ТП-882 Л-6 (від КТП-882)	0,4 кВ	26	3	359	0.00293%		3	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	611,40	Амортизація	Інвестиційна програма
2894	Херсонське ВДРМ	ТП-920 Л-2 (від КТП-920)	0,4 кВ	18	4	518	0.00293%		4	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	12,49	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2913	Новотроїцьке ВДРМ	ТП-425 Л-1 (від КТП-425)	0,4 кВ	38	2	242	0.00289%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	3,53	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
2932	Новотроїцьке ВДРМ	ТП-54 Л-1 (від КТП-54)	0,4 кВ	49	1	186	0.00286%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	6,76	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2934	Великопететське ВДРМ	ТП-49 Л-1 (від КТП-49)	0,4 кВ	58	3	157	0.00286%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	76,62	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2942	Великопететське ВДРМ	ТП-39 Л-1 (від КТП-39)	0,4 кВ	66	1	137	0.00284%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	57,48	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2952	Херсонське ВДРМ	ТП-32 Л-3 (від КТП-32)	0,4 кВ	73	2	123	0.00282%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	79,80	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2953	Херсонське ВДРМ	ТП-1052 Л-1 (від КТП-1052)	0,4 кВ	44	1	204	0.00282%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	11,29	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2968	Херсонське ВДРМ	ТП-285 2Т Л-12 (від 3ТП-285 2Т)	0,4 кВ	118	1	75	0.00278%		1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	2453,66	Амортизація	Інвестиційна програма
2981	Новокаховське ВДРМ	ТП-346 Л-1 Берислав (від КТП-346 Берислав)	0,4 кВ	47	1	185	0.00273%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	116,76	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2985	Херсонське ВДРМ	ТП-552 Л-1 (від КТП-552)	0,4 кВ	119	2	76	0.00273%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	4,14	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
2994	Херсонське ВДРМ	ТП-604 Л-5 (від 3ТП-604)	0,4 кВ	133	1	65	0.00272%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	7,32	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2998	Херсонське ВДРМ	ТП-810 Л-2 (від 3ТП-810)	0,4 кВ	32	2	270	0.00272%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	55,46	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3002	Новокаховське ВДРМ	ТП-346 Л-2 Берислав (від КТП-346Берислав)	0,4 кВ	24	2	359	0.00271%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	57,82	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3009	Голопристанське ВДРМ	ТП-170 Л-3 (від КТП-170)	0,4 кВ	28	1	303	0.00267%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	40,33	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3031	Херсонське ВДРМ	ТП-227 Л-2 (від 3ТП-227)	0,4 кВ	130	1	64	0.00261%		1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; напруга на вводах в будинки не відповідає НТД; дефектні елементи: опори (дерев'яні, дефектні, застарілі), траверси, ізолятори, прольоти, провід ; неможливість під'їзду до місця виконання робіт	Реконструкція	2022	3833,68	Амортизація	Інвестиційна програма
3057	Новокаховське ВДРМ	ТП-415 Л-3 Берислав (від КТП-415 Берислав)	0,4 кВ	6	4	1362	0.00257%		4	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	129,33	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3059	Іванівське ВДРМ	ТП-144 Л-2 (від КТП-144)	0,4 кВ	54	1	151	0.00256%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	70,63	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3064	Каховське ВДРМ	ТП-232 Л-2 (від КТП-232)	0,4 кВ	49	2	166	0.00256%		2	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	1255,47	Амортизація	Інвестиційна програма
3063	Олешківське ВДРМ	ТП-343 Л-2 (від КТП-343)	0,4 кВ	83	1	98	0.00256%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	5,12	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3087	Новотроїцьке ВДРМ	ТП-363 Л-1 (від КТП-363)	0,4 кВ	53	1	151	0.00252%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	2,49	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3088	Новокаховське ВДРМ	ТП-42Л-1(відКТП-42)	0,4 кВ	50	2	160	0.00251%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	11,14	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3097	Каховське ВДРМ	ТП-232 Л-3 (від КТП-232)	0,4 кВ	54	4	145	0.00249%		4	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	1255,50	Амортизація	Інвестиційна програма
3098	Новотроїцьке ВДРМ	ТП-335 Л-1 (від КТП-335)	0,4 кВ	46	1	172	0.00249%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	3,78	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3100	Іванівське ВДРМ	ТП-115 Л-2 (від КТП-115)	0,4 кВ	33	1	239	0.00248%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	6,36	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3102	Херсонське ВДРМ	ТП-842 1Т Л-11 (від 3ТП-842 2Т)	0,4 кВ	213	1	37	0.00248%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	22,27	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3101	Голопристанське ВДРМ	ТП-391 Л-1 (від КТП-391)	0,4 кВ	71	1	111	0.00248%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	66,95	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт

3105	Новокаховське ВДРМ	ТП-74 Л-3 Берислав (від ЗТП-74 Берислав)	0,4 кВ	35	2	225	0.00247%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	121.71	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3108	Генічеське ВДРМ	ТП-053 Л-6 (від ЗТП-053)	0,4 кВ	37	1	212	0.00247%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	2.99	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3111	Херсонське ВДРМ	ТП-315 Л-5 (від ЗТП-315)	0,4 кВ	112	1	70	0.00246%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	5.38	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3116	Високопільське ВДРМ	ТП-15 Л-3 Олександрівка (від КТП-15 Олександрівка)	0,4 кВ	90	3	87	0.00246%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	6.38	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3114	Каховське ВДРМ	ТП-48 Л-1 Горностаєвка (від КТП-48 Горностаєвка)	0,4 кВ	58	2	135	0.00246%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	1.44	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3166	Херсонське ВДРМ	РП-Западный ІТ Л-2 (від РП-Западный ІТ)	0,4 кВ	257	1	29	0.00234%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	3.82	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3169	Новокаховське ВДРМ	ТП-12 Л-7 (від ЗТП-12)	0,4 кВ	7	10	1064	0.00234%		10	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	3.78	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3196	Каховське ВДРМ	ТП-296 Л-1 (від КТП-296)	0,4 кВ	58	3	130	0.00229%		3	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	1490.18	Амортизація	Інвестиційна програма
3206	Голопристанське ВДРМ	ТП-1276 Л-4 (від КТП-1276)	0,4 кВ	54	1	134	0.00227%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	39.56	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3216	Каховське ВДРМ	ТП-53 Л-6 Горностаєвка (від КТП-53 Горностаєвка)	0,4 кВ	43	2	167	0.00226%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	53.73	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3227	Голопристанське ВДРМ	ТП-4 Л-2 (від КТП-4)	0,4 кВ	26	2	274	0.00224%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	22.07	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3238	Скадовське ВДРМ	ТП-125 Л-2 (від КТП-125)	0,4 кВ	61	1	116	0.00222%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	70.28	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3270	Голопристанське ВДРМ	ТП-192 Л-2 (від КТП-192)	0,4 кВ	51	2	136	0.00218%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	9.56	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3293	Каховське ВДРМ	ТП-529 Л-3 (від КТП-529)	0,4 кВ	53	1	128	0.00213%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	82.47	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3294	Херсонське ВДРМ	ТП-845 Л-1 Білозерка (від КТП-845 Білозерка)	0,4 кВ	20	1	339	0.00213%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	18.60	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3295	Великопететське ВДРМ	ТП-165 Л-1 Рогачик (від КТП-165 РОГАЧИК)	0,4 кВ	48	2	141	0.00213%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	71.49	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3308	Херсонське ВДРМ	ТП-798 Л-3 (від КТП-798)	0,4 кВ	19	2	351	0.00210%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	34.75	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3329	Каховське ВДРМ	ТП-77 Л-2 Горностаєвка (від КТП-77 Горностаєвка)	0,4 кВ	42	3	155	0.00205%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	35.42	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3337	Олешківське ВДРМ	ТП-42 Л-4 (від КТП-42)	0,4 кВ	54	4	120	0.00204%		4	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	70.55	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3346	Новокаховське ВДРМ	ТП-129 Л-2 Берислав (від КТП-129 Берислав)	0,4 кВ	37	1	174	0.00202%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	143.03	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3354	Чаплицьке ВДРМ	ТП-329 Л-1 Каланчак (від КТП-329 Каланчак)	0,4 кВ	111	1	57	0.00199%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	99.60	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3356	Каховське ВДРМ	ТП-53 Л-3 Горностаєвка (від КТП-53 Горностаєвка)	0,4 кВ	49	1	129	0.00199%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	53.73	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3381	Великопететське ВДРМ	ТП-80 Л-2 Рогачик (від КТП-80 РОГАЧИК)	0,4 кВ	18	5	345	0.00195%		5	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	69.10	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3400	Генічеське ВДРМ	ТП-024 Л-1 (від КТП-024)	0,4 кВ	69	2	88	0.00191%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	2.07	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3402	Голопристанське ВДРМ	ТП-261 Л-1 (від КТП-261)	0,4 кВ	43	2	141	0.00191%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	105.89	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3411	Новокаховське ВДРМ	ТП-149 Л-2 (від КТП-149)	0,4 кВ	58	1	104	0.00190%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	3.05	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3419	Скадовське ВДРМ	ТП-24 Л-3 (від КТП-24)	0,4 кВ	57	1	105	0.00188%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	21.55	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3422	Великопететське ВДРМ	ТП-155 Л-4 (від КТП-155)	0,4 кВ	24	2	249	0.00188%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	3.13	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3431	Генічеське ВДРМ	ТП-278 Л-3 (від КТП-278)	0,4 кВ	15	1	396	0.00187%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	80.94	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3437	Новотроїцьке ВДРМ	ТП-123 Л-3 (від КТП-123)	0,4 кВ	62	1	95	0.00185%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	2.88	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3446	Голопристанське ВДРМ	ТП-73 Л-1 (від КТП-73)	0,4 кВ	77	1	76	0.00184%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	98.67	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3499	Іванівське ВДРМ	ТП-320 Л-2 (від КТП-320)	0,4 кВ	21	1	265	0.00175%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	53.22	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3502	Херсонське ВДРМ	ТП-189 (від ЗТП-189)	0,4 кВ	109	1	51	0.00175%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	39.31	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3508	Херсонське ВДРМ	ТП-511 ІТ Л-1 (від ЗТП-511 ІТ)	0,4 кВ	97	1	57	0.00174%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	20.75	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3513	Херсонське ВДРМ	ТП-810 Л-4 (від ЗТП-810)	0,4 кВ	6	2	917	0.00173%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	44.00	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3518	Великопететське ВДРМ	ТП-128 Л-1 (від КТП-128)	0,4 кВ	40	1	137	0.00172%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	7.18	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3520	Високопільське ВДРМ	ТП-268 Л-2 Олександрівка (від КТП-268 Олександрівка)	0,4 кВ	11	2	498	0.00172%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	13.47	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3521	Каховське ВДРМ	ТП-477 Л-1 (від КТП-477)	0,4 кВ	57	1	96	0.00172%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	6.83	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3538	Великопететське ВДРМ	ТП-49 Л-3 (від КТП-49)	0,4 кВ	73	1	74	0.00170%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	76.62	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт

3544	Голопристанське ВДРМ	ТП-115Л-1(відКТП-115)	0,4 кВ	39	1	138	0.00169%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	6.66	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3553	Іванівське ВДРМ	ТП-34 Л-2 Н.Сірогози (від КТП-34 Н.Сірогози)	0,4 кВ	50	1	107	0.00168%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	34.00	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3562	Каховське ВДРМ	ТП-11 Л-1 (від КТП-11)	0,4 кВ	64	1	83	0.00167%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	67.32	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3577	Генічеське ВДРМ	ТП-751 Л-1 (від КТП-751)	0,4 кВ	30	1	175	0.00165%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	13.82	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3581	Олешківське ВДРМ	ТП-42 Л-3 (від КТП-42)	0,4 кВ	48	1	109	0.00164%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	70.55	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3591	Великопететське ВДРМ	ТП-48 Л-3 (від КТП-48)	0,4 кВ	44	2	118	0.00163%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	43.45	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3607	Херсонське ВДРМ	ТП-23 Л-3 (від ЗТП-23)	0,4 кВ	65	1	79	0.00161%		1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	5117.59	Амортизація	Інвестиційна програма
3612	Голопристанське ВДРМ	ТП-125 Л-1 (від КТП-125)	0,4 кВ	111	1	46	0.00160%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	33.63	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3635	Високопільське ВДРМ	ТП-7 Л-3 Воронцовка (від КТП-7 Воронцовка)	0,4 кВ	62	1	81	0.00158%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	2.22	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3636	Чаплинське ВДРМ	ТП-110 Л-2 Каланчак (від КТП-110 Каланчак)	0,4 кВ	33	1	152	0.00158%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	3.23	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3637	Новотроїцьке ВДРМ	ТП-354 Л-1 (від КТП-354)	0,4 кВ	17	2	295	0.00158%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	1.76	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3646	Новокаховське ВДРМ	ТП-229 Л-1 (від КТП-229)	0,4 кВ	38	2	131	0.00156%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	3.83	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3650	Великопететське ВДРМ	ТП-210 Л-2 Рогачик (від КТП-210 РОГАЧИК)	0,4 кВ	32	2	155	0.00156%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	8.15	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3665	Новотроїцьке ВДРМ	ТП-340Л-2(відКТП-340)	0,4 кВ	18	1	270	0.00153%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	1.24	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3670	Херсонське ВДРМ	ТП-860 Л-2 Білозерка (від КТП-860 Білозерка)	0,4 кВ	82	1	59	0.00152%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	5.17	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3685	Великопететське ВДРМ	ТП-36 Л-3 (від КТП-36)	0,4 кВ	34	2	140	0.00150%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	138.67	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3691	Іванівське ВДРМ	ТП-161 Л-2 Н.Сірогози (від КТП-161 Н.Сірогози)	0,4 кВ	38	1	125	0.00149%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	88.08	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3693	Іванівське ВДРМ	ТП-258Л-1(відКТП-258)	0,4 кВ	32	2	148	0.00149%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	39.48	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3701	Великопететське ВДРМ	ТП-186 Л-2 Рогачик (від КТП-186 РОГАЧИК)	0,4 кВ	23	1	204	0.00147%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	3.42	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3710	Чаплинське ВДРМ	ТП-115 Л-4 Каланчак (від КТП-115 Каланчак)	0,4 кВ	19	1	245	0.00146%		1	Протяжність ПЛ значно перевищує нормативну; падіння напруги на ПЛ перевищує рівень визначений НТД; дефектні елементи: опори (дерев'яні, дефектні, застарілі), траверси, ізолятори, провід, відгалуження; неможливість під'їзду спецтехніки до окремих ділянок лінії	Реконструкція	2022	5492.90	Амортизація	Інвестиційна програма
3722	Скадовське ВДРМ	ТП-30 Л-3 (від КТП-30)	0,4 кВ	66	1	70	0.00145%	1	0	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню; дефектні та неспроєктовані елементи: опори, провід, траверси, ізолятори, вводи в будинки; неможливість під'їзду спец транспорту до окремих ділянок лінії	Реконструкція	2022	1790.95	Амортизація	Інвестиційна програма
3739	Іванівське ВДРМ	ТП-170Л-2(відКТП-170)	0,4 кВ	27	1	169	0.00143%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	54.76	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3750	Херсонське ВДРМ	ТП-17 Л-3 Білозерка (від КТП-17 Білозерка)	0,4 кВ	40	1	113	0.00142%		1	Понаднормативна протяжність ПЛ; напруга на вводах в будинки не відповідає НТД; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; дефектні елементи: опори (дерев'яні, дефектні, застарілі), траверси, ізолятори, провід, відгалуження; неможливість під'їзду спецтехніки до окремих ділянок лінії	Реконструкція	2022	1790.95	Амортизація	Інвестиційна програма
3764	Херсонське ВДРМ	ТП-3 Л-4 (від КТП-3)	0,4 кВ	30	1	149	0.00140%		1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	604.01	Амортизація	Інвестиційна програма
3781	Олешківське ВДРМ	ТП-523 1Т Л-1 (від ЗТП-523 1Т)	0,4 кВ	51	1	86	0.00138%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	13.77	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3780	Каховське ВДРМ	ТП-11 Л-6 (від КТП-11)	0,4 кВ	51	2	86	0.00138%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	67.32	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3787	Херсонське ВДРМ	ТП-315 Л-9 (від ЗТП-315)	0,4 кВ	174	1	25	0.00137%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	5.38	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3820	Голопристанське ВДРМ	ТП-405А Л-2 (від ЗТП-405А)	0,4 кВ	24	2	176	0.00133%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	3.66	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3830	Скадовське ВДРМ	ТП-153 Л-1 (від КТП-153)	0,4 кВ	93	1	45	0.00132%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	2.02	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3834	Скадовське ВДРМ	ТП-312 Л-1 (від КТП-312)	0,4 кВ	95	1	44	0.00131%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	14.84	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3832	Іванівське ВДРМ	ТП-298 Л-2 (від КТП-298)	0,4 кВ	19	1	220	0.00131%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	22.11	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт

3855	Скадовське ВДРМ	ТП-9 Л-1 (від КТП-9)	0,4 кВ	93	1	44	0.00129%	1	0	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	9.78	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3873	Херсонське ВДРМ	ТП-204 Л-1 (від КТП-204)	0,4 кВ	33	1	123	0.00128%		1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	1825.96	Амортизація	Інвестиційна програма
3902	Іванівське ВДРМ	ТП-240 Л-1 (від КТП-240)	0,4 кВ	9	4	440	0.00124%		4	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	4.14	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3901	Новотроїцьке ВДРМ	ПЛ-0,4 кВ від КТП-603(114) Л-1	0,4 кВ	20	1	198	0.00124%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	20.76	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3903	Олешківське ВДРМ	ТП-79 Л-1 (від КТП-79)	0,4 кВ	86	1	46	0.00124%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	32.36	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3917	Скадовське ВДРМ	ТП-596 Л-1 (від КТП-596)	0,4 кВ	71	1	55	0.00123%	1	0	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	15.53	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3929	Генієцьке ВДРМ	ТП-846Л-1(відКТП-846)	0,4 кВ	56	1	69	0.00121%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	3.61	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3937	Херсонське ВДРМ	ПЛ-0,4 кВ від КТП-652	0,4 кВ	64	1	60	0.00121%		1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	2645.95	Амортизація	Інвестиційна програма
3936	Голопристанське ВДРМ	ТП-478 Л-1 (від КТП-478)	0,4 кВ	20	1	192	0.00121%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	3.41	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3944	Скадовське ВДРМ	ТП-781 Л-1 (від КТП-781)	0,4 кВ	91	1	42	0.00120%	1	0	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	1338.83	Амортизація	Інвестиційна програма
3974	Херсонське ВДРМ	ТП-738Л-5(відЗТП-738)	0,4 кВ	57	1	65	0.00116%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	15.43	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3977	Іванівське ВДРМ	ТП-399А Л-2 (від КТП-399А)	0,4 кВ	33	1	112	0.00116%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	61.05	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3974	Скадовське ВДРМ	ТП-8 Л-3 (від КТП-8)	0,4 кВ	44	2	84	0.00116%	2	0	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	604.01	Амортизація	Інвестиційна програма
3985	Скадовське ВДРМ	ТП-95 Л-2 (від КТП-95)	0,4 кВ	73	1	50	0.00115%	1	0	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	3.81	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3986	Олешківське ВДРМ	ТП-381 1Т Л-12 (від ЗТП-381 1Т)	0,4 кВ	89	1	41	0.00115%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	2.97	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3989	Скадовське ВДРМ	ТП-686 Л-3 (від ЗТП-686)	0,4 кВ	34	2	107	0.00114%	2	0	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	68.85	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3993	Іванівське ВДРМ	ТП-133 Л-1 (від КТП-133)	0,4 кВ	31	1	117	0.00114%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	1.75	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
3995	Іванівське ВДРМ	ТП-178 Л-1 (від КТП-178)	0,4 кВ	25	1	145	0.00114%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	1.67	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4000	Великопетельське ВДРМ	ТП-119 Л-1 (від КТП-119)	0,4 кВ	19	1	190	0.00113%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	2.39	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4001	Каховське ВДРМ	ТП-22 Л-1 (від КТП-22)	0,4 кВ	88	1	41	0.00113%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	82.88	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4007	Великопетельське ВДРМ	ТП-205 Л-2 Рогачик (від КТП-205 РОГАЧИК)	0,4 кВ	29	1	124	0.00113%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	2.30	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4010	Херсонське ВДРМ	ТП-410 Л-4 (від КТП-410)	0,4 кВ	9	2	399	0.00113%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	3.37	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4009	Херсонське ВДРМ	ТП-206 1Т Л-13 (від ЗТП-206 1Т)	0,4 кВ	21	1	171	0.00113%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	3.19	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4011	Каховське ВДРМ	ТП-99 Л-2 Горностаєвка (від КТП-99 Горностаєвка)	0,4 кВ	26	1	138	0.00113%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	2.79	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4015	Іванівське ВДРМ	ТП-297 Л-1 (від КТП-297)	0,4 кВ	55	1	65	0.00112%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	1.57	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4016	Іванівське ВДРМ	ТП-154 Л-2 (від КТП-154)	0,4 кВ	38	2	94	0.00112%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	1.36	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4017	Великопетельське ВДРМ	ТП-49 Л-2 (від КТП-49)	0,4 кВ	83	1	43	0.00112%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	76.55	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4020	Великопетельське ВДРМ	ТП-121 Л-1 Рогачик (від КТП-121 РОГАЧИК)	0,4 кВ	28	1	127	0.00112%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	28.02	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4021	Херсонське ВДРМ	ТП-859 Л-3 Білозерка (від КТП-859 Білозерка)	0,4 кВ	24	1	148	0.00112%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	1.85	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4022	Чаплинське ВДРМ	ТП-408 Л-2 Каланчак (від КТП-408 Каланчак)	0,4 кВ	21	1	169	0.00112%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	4.33	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4023	Чаплинське ВДРМ	ТП-128 Л-1 Каланчак (від КТП-128 Каланчак)	0,4 кВ	60	1	59	0.00111%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	16.25	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4043	Новокаховське ВДРМ	ТП-15Л-5(відЗТП-15)	0,4 кВ	71	1	49	0.00109%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	0.92	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4045	Херсонське ВДРМ	ТП-882 Л-1 (від КТП-882)	0,4 кВ	44	1	79	0.00109%		1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	611.40	Амортизація	Інвестиційна програма
4050	Олешківське ВДРМ	ТП-301 Л-1 (від КТП-301)	0,4 кВ	7	2	495	0.00109%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	2.96	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4049	Високопільське ВДРМ	ТП-73 Л-2 Воронцовка (від КТП-73 Воронцовка)	0,4 кВ	33	1	105	0.00109%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	3.12	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування

4051	Херсонське ВДРМ	ТП-220 Л-1 (від ЗТП-220)	0,4 кВ	108	1	32	0.00109%		1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	2178.32	Амортизація	Інвестиційна програма
4068	Херсонське ВДРМ	ТП-820 Л-1 Білозерка (від КТП-820 Білозерка)	0,4 кВ	57	1	60	0.00107%		1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	3425.58	Амортизація	Інвестиційна програма
4072	Високопільське ВДРМ	ТП-157 Л-3 Олександрівка (від КТП-157 Олександрівка)	0,4 кВ	17	1	200	0.00107%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	156.42	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4078	Великопететське ВДРМ	ТП-48 Л-1 (від КТП-48)	0,4 кВ	64	1	53	0.00107%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	43.37	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4098	Олешківське ВДРМ	ТП-583 Л-3 (від КТП-583)	0,4 кВ	13	1	254	0.00104%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	2.29	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4106	Каховське ВДРМ	ТП-620А Л-1 (від КТП-620А)	0,4 кВ	32	1	102	0.00103%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	2.01	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4112	Іванівське ВДРМ	ТП-316 Л-1 Н.Сірогози (від КТП-316 Н.Сірогози)	0,4 кВ	20	1	162	0.00102%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	3.88	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4121	Високопільське ВДРМ	ТП-365 Л-1 Воронцовка (від КТП-365 Воронцовка)	0,4 кВ	29	1	111	0.00101%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	1.25	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4122	Іванівське ВДРМ	ТП-170 Л-3 (від КТП-170)	0,4 кВ	21	1	153	0.00101%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	54.70	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4131	Херсонське ВДРМ	ТП-190 Л-5 (від КТП-190)	0,4 кВ	68	1	47	0.00100%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	34.85	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4183	Чаплинське ВДРМ	ТП-11 Л-2 Каланчак (від КТП-11 Каланчак)	0,4 кВ	37	1	82	0.00095%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	23.67	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4188	Скадовське ВДРМ	ТП-61 Л-2 (від КТП-61)	0,4 кВ	57	1	53	0.00095%	1	0	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	9.74	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4205	Каховське ВДРМ	ТП-77 Л-1 Горностаевка (від КТП-77 Горностаевка)	0,4 кВ	61	1	49	0.00094%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	48.37	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4204	Каховське ВДРМ	ТП-133 Л-1 Горностаевка (від КТП-133 Горностаевка)	0,4 кВ	61	1	49	0.00094%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	1.98	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4206	Херсонське ВДРМ	ТП-785Л-1(відКТП-785)	0,4 кВ	13	1	229	0.00094%		1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії	Реконструкція	2021	1373.50	Амортизація	Інвестиційна програма
4212	Новотроїцьке ВДРМ	ТП-629Л-1(відЗТП-629)	0,4 кВ	25	1	118	0.00093%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	22.73	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4215	Скадовське ВДРМ	ТП-51Л-1(відКТП-51)	0,4 кВ	84	1	35	0.00092%		1	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; падіння напруги значно перевищує рівень визначений НТД; дефектні та непроєктовані елементи ПЛ: опори, траверси, ізолятори, провід, вводи в будинки.	Реконструкція	2022	1150.05	Амортизація	Інвестиційна програма
4216	Іванівське ВДРМ	ТП-237 Л-1 Неірогози (від КТП-237 Неірогози)	0,4 кВ	45	1	65	0.00092%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ; захарачення ліній гілками, деревами та чагарником, непроєктовані прольоти, провисання проводу, наявність скруток	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	130.30	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4224	Каховське ВДРМ	ТП-99 Л-3 Горностаевка (від КТП-99 Горностаевка)	0,4 кВ	21	1	138	0.00091%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ; захарачення ліній гілками, чагарником та деревами, дефектні та непроєктовані опори, траверси та ізолятори, дефектний та непроєктований провід, непроєктовані відгалуження	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	3.15	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4280	Скадовське ВДРМ	ТП-266Л-3(відКТП-266)	0,4 кВ	32	1	85	0.00085%	1	0	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; напруга на вводах в будинки не відповідає вимогам НТД; наявність великої кількості дефектних та непроєктованих елементів ПЛ: опор, траверс, ізоляторів, проводу та відгалужень до будинків	Реконструкція	2021	840.89	Амортизація	Інвестиційна програма
4296	Олешківське ВДРМ	ТП-305 Л-1 (від КТП-305)	0,4 кВ	84	1	32	0.00084%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ; захарачення ліній гілками та деревами	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	1.34	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4299	Херсонське ВДРМ	ТП-21Л-3(відКТП-21)	0,4 кВ	2	2	1336	0.00084%		2	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; падіння напруги значно перевищує рівень визначений НТД; значна кількість дефектних та непроєктованих опор, ізоляторів, траверс, проводу та вводів в будинки	Реконструкція	2021	998.61	Амортизація	Інвестиційна програма
4302	Іванівське ВДРМ	ТП-16 Л-1 (від КТП-16)	0,4 кВ	14	1	190	0.00084%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ; захарачення ліній гілками, чагарником та деревами, дефектні та непроєктовані опори, траверси та ізолятори, дефектний та непроєктований провід, непроєктовані відгалуження	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	70.19	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4304	Голопристанське ВДРМ	ТП-115 Л-3 (від КТП-115)	0,4 кВ	34	1	78	0.00083%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ; захарачення ліній гілками та деревами, дефектні вводи в будинки, дефектний провід	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	10.41	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4320	Херсонське ВДРМ	ТП-189 Л-7 (від ЗТП-189)	0,4 кВ	75	1	35	0.00082%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ; дефектні опори, траверси та ізолятори, непроєктовані відгалуження та прольоти	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	39.31	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4348	Голопристанське ВДРМ	ТП-4 Л-1 (від КТП-4)	0,4 кВ	16	1	158	0.00079%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ; дефектні та непроєктовані опори, та ізолятори, пошкоджені вводи в будинки, наявність скруток	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	22.05	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт

4360	Іванівське ВДРМ	ТП-255 Л-2 (від КТП-255)	0,4 кВ	57	1	44	0.00079%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ: непроєкtnі опори, прольоти, провід, наявність скруток та провисань	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	34.25	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4421	Каховське ВДРМ	ТП-207 Л-1 Горностаевка (від КТП-207 Горностаевка)	0,4 кВ	31	1	75	0.00073%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ: дефектні та непроєкtnі опори, траверси та ізолятори, непроєкtnі провід та вводи в будинки	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	32.42	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4439	Скадовське ВДРМ	ТП-695 Л-2 (від КТП-695)	0,4 кВ	43	1	53	0.00072%	1	0	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; наявність значної кількості дефектних опор, траверс, ізоляторів, скруток, обривів проводу, пошкоджених та непроєкtnих вводів в будинки	Реконструкція	2021	509.48	Амортизація	Інвестиційна програма
4467	Новокаховське ВДРМ	ТП-415 Л-2 Берислав (від КТП-415 Берислав)	0,4 кВ	50	1	44	0.00069%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ: непроєкtnі прольоти, дефектні траверси, норвід, наявність скруток та провисань	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	129.22	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4473	Голопристанське ВДРМ	ТП-192 Л-1 (від КТП-192)	0,4 кВ	21	1	104	0.00069%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ: дефектні та непроєкtnі опори, траверси та ізолятори, дефектний провід, наявність скруток, дефектні відгалуження	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	14.76	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4477	Іванівське ВДРМ	ТП-170 Л-1 (від КТП-170)	0,4 кВ	36	1	60	0.00068%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ: дефектні опори, траверси, провід, наявність скруток та провисань проводу, пошкоджені вводи в будинки	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ПЛ	2021	54.99	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4491	Каховське ВДРМ	ТП-18Л-3(відКТП-18)	0,4 кВ	71	1	30	0.00067%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ: непроєкtnі траверси та ізолятори, непроєкtnі прольоти, пошкоджені вводи в будинки	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	10.93	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4499	Новокаховське ВДРМ	ТП-129 Л-1 Берислав (від КТП-129 Берислав)	0,4 кВ	78	1	27	0.00066%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення ліній гілками та чагарником, дефектні опори, дефектні та непроєкtnі відгалуження	Виконано комплексний капітальний ремонт ПЛ	2020	315.99	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4507	Херсонське ВДРМ	ТП-152А 2Т Л-16 (від 3ТП-152А 2Т)	0,4 кВ	2	2	1043	0.00066%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ: дефектні ізолятори та траверси, провисання проводу, непроєкtnі відгалуження	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	5.26	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4508	Новокаховське ВДРМ	ТП-224Л-4(відКТП-224)	0,4 кВ	40	1	52	0.00065%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення ліній гілками та деревами, дефектні опори, непроєкtnі прольоти, непроєкtnі провід	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	6.32	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4512	Новокаховське ВДРМ	ТП-141 Л-2 Берислав (від КТП-141 Берислав)	0,4 кВ	61	1	34	0.00065%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення ліній деревами, дефектні траверси та ізолятори; провисання проводу	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	10.02	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4513	Каховське ВДРМ	ТП-317Л-5(відКТП-317)	0,4 кВ	3	6	689	0.00065%		6	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення ліній гілками та чагарником, дерев'яні опори, наявність обривів проводу	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	2.97	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4515	Каховське ВДРМ	ТП-204Л-1(відКТП-204)	0,4 кВ	59	1	35	0.00065%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ: непроєкtnі опори, дефектні ізолятори, наявність скруток	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	2.04	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4522	Високопільське ВДРМ	ТП-132 Л-2 Воронцовка (від КТП-132Воронцовка)	0,4 кВ	8	3	256	0.00064%		3	Незадовільний технічний стан ПЛ: непроєкtnі прольоти, непроєкtnі опори, наявність скруток	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	11.91	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4526	Херсонське ВДРМ	ж/б Р.Люксембург 11 (від ТП-236 Л-8)	0,4 кВ	68	1	30	0.00064%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення ліній гілками та деревами, непроєкtnі провід, провисання проводу	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	2.13	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4524	Високопільське ВДРМ	ТП-376 Л-2 Воронцовка (від КТП-376 Воронцовка)	0,4 кВ	24	2	85	0.00064%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення ліній гілками, деревами та чагарником, непроєкtnі прольоти, провисання проводу, наявність скруток	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	10.26	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4531	Голопристанське ВДРМ	ТП-802Л-2(відКТП-802)	0,4 кВ	44	1	46	0.00064%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення ліній гілками та чагарником, диспроєкtnі опори, траверси, прольоти	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	3.55	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4532	Голопристанське ВДРМ	ТП-435Л-3(відКТП-435)	0,4 кВ	24	1	84	0.00063%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ: провисання проводу, наявність скруток, непроєкtnі прольоти	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	7.53	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4534	Високопільське ВДРМ	ТП-202Л-1(відКТП-202)	0,4 кВ	30	2	67	0.00063%		2	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення ліній гілками	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	2.55	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4533	Херсонське ВДРМ	ТП-975Л-1(відКТП-975)	0,4 кВ	5	1	402	0.00063%		1	Понаднормативна протяжність ПЛ; падіння напруги перевищує рівень визначений НТД; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; наявність значної кількості дефектних та непроєкtnих елементів ПЛ	Реконструкція	2021	1974.86	Амортизація	Інвестиційна програма
4535	Каховське ВДРМ	ТП-329Л-2(відКТП-329)	0,4 кВ	34	1	59	0.00063%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення ліній гілками, деревами та чагарником, непроєкtnі прольоти, провисання проводу, наявність скруток	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	12.83	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4536	Іванівське ВДРМ	ТП-318Л-1(відКТП-318)	0,4 кВ	12	1	167	0.00063%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення ліній гілками, дерев'яні опори, наявність значної кількості скруток, непроєкtnі прольоти	Виконано комплексне технічне обслуговування ПЛ	2020	3.19	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4538	Скадовське ВДРМ	ТП-3Л-1(від3ТП-3)	0,4 кВ	143	1	14	0.00063%	1	0	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення ліній гілками, дефектні опори, траверси, провід, провисання проводу	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	3.03	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4537	Новокаховське ВДРМ	ТП-250Л-1(відКТП-250)	0,4 кВ	26	1	77	0.00063%		1	Незадовільний технічний стан ПЛ: захарачення ліній гілками та чагарником, наявність провисань проводу та скруток	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ПЛ	2021	2.40	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
4541	Херсонське ВДРМ	ТП-35 Л-2 Білозерка (від КТП-35 Білозерка)	0,4 кВ	7	2	285	0.00063%		2	Понаднормативна протяжність ПЛ; падіння напруги значно перевищує допустиме згідно НТД; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню через збільшення обсягу споживання електроенергії; наявні дефектні, застарілі та непроєкtnі опори — 6шт, дефектні та непроєкtnі траверси — 6шт, дефектні та скляні ізолятори — 250шт, дефектні та непроєкtnі проводи — 8км, 1 та непроєкtnі відгалуження — 25 шт; неможливий під'їзд спецтехніки до ПЛ	Реконструкція	2022	2257.50	Амортизація	Інвестиційна програма

	Херсонське ВДРМ	ПІ-0,4кВ ТП-787	0,4 кВ	115	0	0	0.00000%	0	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню; дефектні елементи: опори, провід, траверси, ізолятори, вводи в будинки; неможливість під'їзду спец транспорту до окремих ділянок ліній, крім того неможливий під'їзд транспорту в цілому у разі ожеледиці	Реконструкція	2022	2805.50	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	ПІ-0,4кВ ТП-634	0,4 кВ	138	0	0	0.00000%	0	Понаднормативна протяжність ПЛ; переріз проводу не відповідає струмовому навантаженню; дефектні елементи: опори, провід, траверси, ізолятори, вводи в будинки; неможливість під'їзду спец транспорту до окремих ділянок ліній, крім того неможливий під'їзд транспорту в цілому у разі ожеледиці	Реконструкція	2022	3470.60	Амортизація	Інвестиційна програма	
3. ТП — 6-10/0,4 кВ															
80	Херсонське ВДРМ	ЗТП-540	6-20 кВ	249	2	2742	0.21458%	2	Пошкодження оцинування 6(10)кВ, негабаритні ВВ спуски, пошкоджені прохідні ізолятори, пошкоджені виходи 0,4кВ, окислення контактних з'єднань	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2020	4.79	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
89	Херсонське ВДРМ	КТП-722	6-20 кВ	474	3	1353	0.20156%	3	Незначні пошкодження шафи КТП, пошкодження розрядників, пошкодження ком апаратів, пошкодження контуру заземлення	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	6.60	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
98	Херсонське ВДРМ	ЗТП-833 ІТ	6-20 кВ	689	1	883	0.19121%	1	Строк експлуатації трансформатора більше 25 років; дані виміри не відповідають вимогам НТД, виміри опорів обмоток трансформатора відрізняються більше ніж на 2%	Виконано реконструкцію (заміна трансформатора)	2020	175.28	Амортизація	Інвестиційна програма	
181	Херсонське ВДРМ	ЗТП-34_глуб	0,4 кВ	479	5	807	0.12149%	5	Пошкоджені болтові з'єднання, окислення контактних з'єднань	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	2.25	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування	
194	Херсонське ВДРМ	КТП-208	6-20 кВ	455	1	775	0.11082%	1	Пошкодження комутаційних апаратів, окислення контактних з'єднань, пошкодження болтових з'єднань	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	3.62	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
212	Херсонське ВДРМ	КТП-207_глуб	0,4 кВ	392	4	869	0.10706%	4	Пошкодження елементів контуру заземлення, переки фаз, пошкоджені болтові з'єднання	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	2.33	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування	
227	Генічеське ВДРМ	ЗТП-041_глуб	0,4 кВ	325	2	991	0.10122%	2	Велика протяжність ліній, велике споживання, значна віддаленість від бази	Виконано реконструкцію (створення комплексу для автоматичної рестрації перерв в електромережній споживачів)	2020	120.68	Амортизація	Інвестиційна програма	
270	Великопетепське ВДРМ	КТП-39_глуб	0,4 кВ	163	6	1749	0.08960%	6	Пошкодження болтових з'єднань, пошкодження елементів контуру заземлення, окислення контактних з'єднань	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	3,183	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування	
309	Чаплинське ВДРМ	КТП-347 Каланчак_глуб	0,4 кВ	119	4	2128	0.07959%	4	Пошкодження контуру заземлення, негабаритні ВВ спуски, пошкоджені опори та прохідні ізолятори, пошкоджені виходи 0,4кВ, пошкодження розрядників	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	13.51	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
311	Херсонське ВДРМ	ЗТП-162_глуб	0,4 кВ	442	1	572	0.07946%	1	Пошкодження контуру заземлення, негабаритні ВВ спуски, пошкоджені опори та прохідні ізолятори, пошкоджені виходи 0,4кВ, пошкодження розрядників	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2020	14.53	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
318	Херсонське ВДРМ	КТП-15_руб1	0,4 кВ	182	1	1363	0.07796%	1	Пошкодження елементів контуру заземлення, переки фаз, пошкоджені болтові з'єднання, забруднення ізоляції	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ТП	2021	2.97	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування	
347	Херсонське ВДРМ	ЗТП-915 ІТ	6-20 кВ	239	1	962	0.07226%	1	Пошкодження вимикачів навантаження, негабаритна комірка ВН, пошкодження додаткових ножів	Виконано реконструкцію (встановлення вимикачів навантаження)	2020	92.18	Амортизація	Інвестиційна програма	
370	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-56 2Т	6-20 кВ	621	3	341	0.06655%	3	Окислення контактних з'єднань, негабаритні ВВ спуски, пошкодження болтових з'єднань	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	2.73	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування	
379	Херсонське ВДРМ	ЗТП-391	6-20 кВ	697	1	296	0.06484%	1	Окислення контактних з'єднань, забруднення ізоляції, пошкодження елементів контуру заземлення, негабаритні ВВ спуски, пошкодження болтових з'єднань	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	3.43	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування	
395	Херсонське ВДРМ	КТП-25	6-20 кВ	281	1	690	0.06094%	1	Пошкодження болтових з'єднань, окислення контактних з'єднань 0,4 та 6(10)кВ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ТП	2021	2.21	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування	
396	Генічеське ВДРМ	КТП-672_глуб	0,4 кВ	323	2	600	0.06091%	2	Переки фаз, пошкодження контуру заземлення, пошкодження заземлення розрядників	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	2,79	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування	
408	Високопільське ВДРМ	КТП-271 Олександрівка	6-20 кВ	206	1	908	0.05879%	1	Окислення контактних з'єднань 6(10)кВ, забруднення ізоляції	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	2.41	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування	
412	Херсонське ВДРМ	КТП-862	6-20 кВ	262	2	704	0.05797%	2	Пошкодження болтових з'єднань, негабаритні ВВ спуски	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	2.02	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування	
414	Скадовське ВДРМ	КТП-388	6-20 кВ	168	3	1094	0.05776%	3	Пошкодження болтових з'єднань, окислення контактних з'єднань 0,4кВ	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	2.24	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування	
418	Херсонське ВДРМ	ЗТП-34	6-20 кВ	479	7	382	0.05751%	7	Пошкодження оцинування 0,4кВ, пошкодження комутаційних апаратів, пошкоджені прохідні ізолятори, пошкоджені виходи 0,4кВ	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	4.08	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
426	Чаплинське ВДРМ	КТП-305 Каланчак	6-20 кВ	106	3	1660	0.05530%	3	Пошкодження оцинування 0,4, 6(10)кВ, пошкоджені прохідні та опори ізолятори, пошкоджені контур заземлення, пошкоджені розрядники, негабаритні ВВ спуски	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	24.25	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
434	Чаплинське ВДРМ	КТП-253 Білозерка	6-20 кВ	254	2	682	0.05444%	2	Незадовільний технічний стан шафи КТП: нахризня корозія корпусу, пошкодження петель та ущільнення дверей, часткова корозія даху; застаріле електричне обладнання	Виконано реконструкцію (заміна шафи КТП)	2020	128.08	Амортизація	Інвестиційна програма	
435	Олешківське ВДРМ	КТП-429	6-20 кВ	186	3	930	0.05436%	3	Строк експлуатації трансформатора перевищує 25 років, опір ізоляції обмоток трансформатора не відповідає вимогам НТД, масляний бак забруднений, наявне витікання, трансформатор працює в режимі перевантаження	Реконструкція (заміна трансформатора)	2022	133.57	Амортизація	Інвестиційна програма	
445	Каховське ВДРМ	КТП-329	6-20 кВ	209	1	809	0.05314%	1	Пошкодження оцинування 0,4, 6(10)кВ, пошкодження розрядників, пошкодження комутаційних апаратів, пошкодження елементів контуру заземлення, пошкодження виходів 0,4кВ	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	21.03	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
448	Новотроїцьке ВДРМ	КТП-551	6-20 кВ	138	2	1204	0.05222%	2	Пошкодження розрядників, пошкодження контуру заземлення, негабаритні ВВ спуски, пошкоджені прохідні та опори ізолятори	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	26.17	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	

461	Херсонське ВДРМ	КТП-675	6-20 кВ	183	2	878	0.05050%		2	Наскрізна корозія корпусу, відсутня нульова шина, пошкоджені петлі дверей, відсутнє ущільнення дверей	Реконструкція (заміна шафи КТП)	2022	278.00	Амортизація	Інвестиційна програма
471	Херсонське ВДРМ	КТП-262	6-20 кВ	199	3	786	0.04916%		3	Пошкодження болтових з'єднань, забруднення ізоляції, окислення контактних з'єднань 6(10)кВ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ТП	2021	2.14	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
474	Генічеське ВДРМ	ЗТП-040_глуб	0,4 кВ	428	4	364	0.049%		4	Велика протяжність лінії, велике споживання по ПЛ, значне віддалення об'єкта від бази	Виконано реконструкцію (створення комплексу для автоматичної ресетрації перерв в електропередачі споживачів)	2020	120.65	Амортизація	Інвестиційна програма
477	Херсонське ВДРМ	ЗТП-248 2Т	6-20 кВ	263	1	587	0.04852%		1	Окислення контактних з'єднань 0,4, 6(10)кВ, забруднення ізоляції, пошкодження болтових з'єднань	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ТП	2021	2.93	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
478	Новокаховське ВДРМ	КТП-174	6-20 кВ	147	1	1041	0.04809%		1	Негабаритні ВВ спуски, пошкодження заземлення розрядників	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	2.34	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
489	Генічеське ВДРМ	КТП-93	6-20 кВ	164	1	906	0.04670%		1	Пошкодження болтових з'єднань, перекося фаз, забруднення ізоляції	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	3.44	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
490	Херсонське ВДРМ	КТП-114 Білозерка	6-20 кВ	212	1	700	0.04664%		1	Окислення контактних з'єднань 0,4кВ, пошкодження болтових з'єднань	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ТП	2021	2.20	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
492	Каховське ВДРМ	КТП-121	6-20 кВ	153	1	967	0.04650%		1	Пошкодження болтових з'єднань	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	3.09	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
513	Херсонське ВДРМ	КТП-1070	6-20 кВ	216	3	650	0.04413%		3	Пошкодження елементів контуру заземлення, пошкодження заземлення розрядників	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	1.764	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
543	Голопристанське ВДРМ	КТП-44	6-20 кВ	168	1	780	0.04118%		1	Пошкодження болтових з'єднань, забруднення ізоляції, окислення контактних з'єднань 6(10)кВ	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	2.93	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
569	Херсонське ВДРМ	КТП-21	6-20 кВ	324	2	381	0.03880%		2	Окислення контактних з'єднань, перекося фаз, забруднення ізоляції	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	2.17	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
578	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-71 1Т	6-20 кВ	250	2	486	0.03819%		2	Велика протяжність ПЛ, значне споживання, велика віддаленість ПЛ від бази	Виконано реконструкцію (створення комплексу для автоматичної ресетрації перерв в електропередачі споживачів)	2020	105.31	Амортизація	Інвестиційна програма
581	Херсонське ВДРМ	ЗТП-5 Білозерка	6-20 кВ	98	1	1232	0.03795%		1	Окислення контактних з'єднань 0,4, 6(10)кВ, забруднення ізоляції, пошкодження болтових з'єднань	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	2.35	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
590	Херсонське ВДРМ	КТП-18	6-20 кВ	353	1	337	0.03739%		1	Забруднення ізоляції, пошкодження елементів контуру заземлення, негабаритні ВВ спуски	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	2.39	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
593	Херсонське ВДРМ	ЗТП-842 2Т	6-20 кВ	483	2	245	0.03719%		2	Наскрізна корозія дверей; незадовільний стан будівельної частини: підтоплення будівлі ЗТП, протікання даху	Повна заміна ЗТП на КТП	2022	1339.00	Амортизація	Інвестиційна програма
617	Голопристанське ВДРМ	КТП-361	6-20 кВ	82	1	1360	0.03505%		1	Окислення контактних з'єднань 0,4кВ, 6(10)кВ, негабаритні ВВ спуски, пошкодження болтових з'єднань, пошкодження елементів контуру заземлення	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ТП	2021	21.78	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
622	Голопристанське ВДРМ	КТП-371	6-20 кВ	183	1	603	0.03468%		1	Перекося фаз, пошкодження контуру заземлення, пошкодження заземлення розрядників	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ТП	2021	2.23	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
625	Новокаховське ВДРМ	КТП-91	6-20 кВ	259	3	424	0.03451%		3	Пошкоджені болтові з'єднання, окислення контактних з'єднань	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	1.40	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
630	Чаплинське ВДРМ	ЗТП-251 Каланчак 1Т	6-20 кВ	212	1	515	0.03431%		1	Окислення контактних з'єднань, пошкодження болтових з'єднань	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	1.54	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
641	Голопристанське ВДРМ	КТП-340	6-20 кВ	80	1	1335	0.03357%		1	Забруднення ізоляції, пошкодження заземлення розрядників РВО	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	1.63	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
648	Херсонське ВДРМ	ЗТП-1064	6-20 кВ	126	2	834	0.03303%		2	Негабаритні ВВ спуски, пошкодження заземлення розрядників	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	1.69	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
650	Олешківське ВДРМ	КТП-909	6-20 кВ	73	1	1435	0.03292%		1	Окислення контактних з'єднань 6(10)кВ, забруднення ізоляції	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	1.71	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
655	Херсонське ВДРМ	ЗТП-343	6-20 кВ	195	2	529	0.03242%		2	Пошкоджені болтові з'єднання, окислення контактних з'єднань	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	2.02	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
670	Новокаховське ВДРМ	КТП-125 Берислав	6-20 кВ	99	1	1015	0.03158%		1	Перекося фаз, пошкодження заземлення розрядників, негабаритні ВВ спуски	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ТП	2021	2.62	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
396	Генічеське ВДРМ	ЗТП-762 2Т_глуб	0,4 кВ	1086	1	92	0.03140%		1	Пошкодження контуру заземлення, пошкоджені прохідні ізолятори, пошкоджені виходи 0,4кВ, пошкодження ошинування 0,4кВ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	3.49	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
685	Херсонське ВДРМ	ЗТП-524 1Т	6-20 кВ	152	1	645	0.03081%		1	Окислення контактних з'єднань 0,4, 6(10)кВ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування ТП	2021	3.24	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
693	Херсонське ВДРМ	КТП-228	6-20 кВ	338	1	285	0.03027%		1	Пошкодження болтових з'єднань	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	1.80	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
709	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-8 1Т Берислав	6-20 кВ	359	1	260	0.02934%		1	Пошкодження петель дверей ТП, пошкодження ошинування 0,4, 6(10)кВ, пошкодження комутаційних апаратів, пошкодження контуру заземлення, негабаритні ВВ спуски, пошкоджені опорні ізолятори	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	50.66	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
725	Херсонське ВДРМ	ЗТП-411 2Т_глуб	0,4 кВ	249	1	363	0.02841%		1	Пошкодження розрядників, пошкодження контуру заземлення, негабаритні ВВ спуски, пошкоджені прохідні та опорні ізолятори	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	24.84	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
747	Херсонське ВДРМ	ЗТП-602 2Т_глуб	0,4 кВ	540	1	162	0.02749%		1	Негабаритні ВВ спуски, пошкодження заземлення розрядників, пошкоджені прохідні та опорні ізолятори, пошкоджені виходи 0,4кВ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	15.39	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
756	Новотроїцьке ВДРМ	ЗТП-211	6-20 кВ	139	2	621	0.02713%		2	Перекося фаз, пошкодження заземлення розрядників, негабаритні ВВ спуски	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	35.67	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
763	Голопристанське ВДРМ	КТП-1158_глуб	0,4 кВ	124	1	689	0.02685%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	18.57	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
785	Херсонське ВДРМ	КТП-975	6-20 кВ	142	2	577	0.02575%		2	Незадовільний технічний стан шафи КТП; часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей; застаріле електричне обладнання	Реконструкція (заміна шафи КТП)	2021	189.25	Амортизація	Інвестиційна програма
815	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-70 2Т	6-20 кВ	365	1	213	0.02443%		1	Негабаритні ВВ спуски, пошкодження заземлення	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	3.70	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
861	Херсонське ВДРМ	КТП-837 Білозерка	6-20 кВ	44	2	1653	0.02286%		2	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	24.13	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
866	Олешківське ВДРМ	КТП-209	6-20 кВ	54	2	1337	0.02269%		2	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	1.82	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
872	Чаплинське ВДРМ	КТП-90_глуб	0,4 кВ	129	2	554	0.02246%		2	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	19.42	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт

877	Чаплинське ВДРМ	КТП-305 Каланчак_глуб	0,4 кВ	108	2	658	0.02233%		2	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	24.25	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
895	Чаплинське ВДРМ	КТП-71 Каланчак_глуб	0,4 кВ	196	2	354	0.02181%		2	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	3.14	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
969	Олешківське ВДРМ	КТП-882_глуб	0,4 кВ	170	1	364	0.01945%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	2.02	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
976	Високопільське ВДРМ	ЗТП-252 Олександрівка	6-20 кВ	59	1	1045	0.01938%		1	Повшкоджені прохідні та опорні ізолятори, пошкоджені виходи 0,4кВ	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	12.04	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1017	Скадовське ВДРМ	КТП-30	6-20 кВ	301	1	193	0.01826%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	2.20	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1019	Херсонське ВДРМ	ЗТП-579 2Т_глуб	0,4 кВ	231	1	251	0.01822%		1	Захід передбачається для зменшення SAIDI	Виконано реконструкцію (встановлення вакуумного виміряча)	2020	298.03	Амортизація	Інвестиційна програма
1040	Новокаховське ВДРМ	КТП-44 Берислав	6-20 кВ	163	1	345	0.01767%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП; часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей; застаріле електричне обладнання	Реконструкція (заміна шафи КТП)	2021	183.65	Амортизація	Інвестиційна програма
1064	Чаплинське ВДРМ	КТП-475 Каланчак_глуб	0,4 кВ	82	1	666	0.01716%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	8.85	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1065	Великолетнське ВДРМ	КТП-34	6-20 кВ	55	1	992	0.01715%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	13.50	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1067	Генічеське ВДРМ	ЗТП-069 1Т_глуб	0,4 кВ	334	1	163	0.01711%		1	Велика протяжність лінії, велике споживання, значна віддаленість від бази	Виконано реконструкцію (створення комплексу для автоматичної ресстрації перерв в електрообладнанні)	2020	136.88	Амортизація	Інвестиційна програма
1069	Генічеське ВДРМ	ЗТП-040	6-20 кВ	372	2	146	0.01707%	1	1	Велика протяжність лінії, велике споживання, значна віддаленість від бази	Виконано реконструкцію (створення комплексу для автоматичної ресстрації перерв в електрообладнанні)	2020	120.65	Амортизація	Інвестиційна програма
1095	Чаплинське ВДРМ	ЗТП-24 Каланчак	6-20 кВ	141	1	371	0.01644%		1	Повшкодження комутаційних апаратів, пошкодження елементів контуру заземлення, негабаритні ВВ спуски	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	2.23	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1112	Генічеське ВДРМ	КТП-234	6-20 кВ	48	4	1056	0.01593%	1	3	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	13.82	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1127	Каховське ВДРМ	ЗТП-341	6-20 кВ	134	2	370	0.01558%		2	Велика протяжність лінії, велике споживання, значна віддаленість від бази	Виконано реконструкцію (створення комплексу для автоматичної ресстрації перерв в електрообладнанні)	2020	123.42	Амортизація	Інвестиційна програма
1145	Голопристанське ВДРМ	КТП-696_глуб	0,4 кВ	208	1	234	0.01530%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	20.11	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1148	Генічеське ВДРМ	КТП-243	6-20 кВ	96	1	505	0.01524%		1	Строк експлуатації трансформатора більше 25років; дані вимірів не відповідають вимогам НТД, виміри опорів обмоток трансформатора відрізняються більше ніж на 2%	Виконано реконструкцію (заміна трансформатора)	2020	74.77	Амортизація	Інвестиційна програма
1168	Голопристанське ВДРМ	КТП-92	6-20 кВ	129	1	367	0.01488%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	32.16	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1174	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-671Т	6-20 кВ	702	1	67	0.01478%		1	Повшкоджені прохідні та опорні ізолятори, пошкоджені виходи 0,4кВ	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	2.02	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
1200	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-2	6-20 кВ	192	1	239	0.01442%		1	Велика протяжність лінії, велике споживання, значна віддаленість від бази	Виконано реконструкцію (створення комплексу для автоматичної ресстрації перерв в електрообладнанні)	2020	103.01	Амортизація	Інвестиційна програма
1202	Херсонське ВДРМ	ЗТП-419_глуб	0,4 кВ	273	1	168	0.01441%		1	Повшкодження опинювання 0,4, 6(10)кВ, пошкоджені прохідні та опорні ізолятори, пошкоджені розрядники, негабаритні ВВ спуски	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	12.29	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1252	Голопристанське ВДРМ	КТП-203	6-20 кВ	100	2	424	0.01333%		2	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	54.17	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1278	Високопільське ВДРМ	КТП-125 Олександрівка_глуб	0,4 кВ	68	1	605	0.01293%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	82.02	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1280	Олешківське ВДРМ	КТП-42	6-20 кВ	156	1	263	0.01289%		1	Строк експлуатації трансформатора перевищує 25 років, результати вимірів характеристик трансформатора не відповідають вимогам НТД	Реконструкція (заміна трансформатора)	2022	96.46	Амортизація	Інвестиційна програма
1287	Чаплинське ВДРМ	КТП-124 Каланчак	6-20 кВ	43	2	947	0.01280%		2	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	3.22	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1302	Херсонське ВДРМ	КТП-701	6-20 кВ	1059	1	38	0.01265%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП; часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей; застаріле електричне обладнання	Виконано реконструкцію (заміна шафи КТП)	2020	109.44	Амортизація	Інвестиційна програма
1368	Херсонське ВДРМ	ЗТП-9 1Т_глуб	0,4 кВ	72	1	521	0.01179%		1	Велика протяжність лінії, велике споживання, значна віддаленість від бази	Реконструкція (створення комплексу для автоматичної ресстрації перерв в електрообладнанні)	2021	77.92	Амортизація	Інвестиційна програма
1397	Високопільське ВДРМ	КТП-192 Олександрівка_руб2	0,4 кВ	51	1	718	0.01151%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	2.87	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
1399	Чаплинське ВДРМ	КТП-475 Каланчак	6-20 кВ	82	2	445	0.01147%		2	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	8.85	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1431	Іванівське ВДРМ	КТП-250 Н.Сірогози	6-20 кВ	45	1	785	0.01110%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	14.84	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1456	Херсонське ВДРМ	КТП-501 Білозерка	6-20 кВ	122	1	281	0.01077%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	37.87	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1458	Херсонське ВДРМ	КТП-257 Білозерка	6-20 кВ	145	1	236	0.01075%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	25.99	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1538	Херсонське ВДРМ	ЗТП-99_глуб	0,4 кВ	457	1	68	0.00977%		1	Повшкоджені прохідні та опорні ізолятори, пошкоджені виходи 0,4кВ, негабаритні ВВ спуски	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	14.17	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1539	Херсонське ВДРМ	КТП-116_глуб	0,4 кВ	349	1	89	0.00976%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП; часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей; застаріле електричне обладнання	Реконструкція (заміна шафи КТП)	2021	167.18	Амортизація	Інвестиційна програма
1613	Високопільське ВДРМ	КТП-113	6-20 кВ	79	1	365	0.00906%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	13.20	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1618	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-8 1Т Берислав_глуб	0,4 кВ	389	1	74	0.00905%		1	Окислення контактних з'єднань 0,4, 6(10)кВ, пошкодження розрядників, пошкодження контуру заземлення, пошкодження опинювання 0,4кВ, негабаритні ВВ спуски	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	50.66	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1652	Великолетнське ВДРМ	КТП-42 РОГАЧИК	6-20 кВ	32	1	867	0.00872%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	8.76	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт

1719	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-10	6-20 кВ	251	1	104	0.00820%		1	Застаріла конструкція комірок, заземлюючі ножі відсутні, роз'єднувачі закріплені на стіні, пошкодження дугогасящих камер	Реконструкція (встановлення вимикачів навантаження)	2022	459.00	Амортизація	Інвестиційна програма
1909	Херсонське ВДРМ	КТП-488 Білозерка	6-20 кВ	110	1	202	0.00698%	1	0	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	16.60	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1928	Чаплинське ВДРМ	КТП-73	6-20 кВ	150	1	146	0.00688%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	7.37	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1983	Голопристанське ВДРМ	КТП-275	6-20 кВ	25	2	820	0.00644%		2	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	9.88	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1687	Чаплинське ВДРМ	КТП-11 Каланчак_руб4	0,4 кВ	27	1	996	0.00845%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	3.83	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1710	Херсонське ВДРМ	ЗТП-59_глуб	0,4 кВ	247	1	107	0.00831%		1	Пошкодження болтових з'єднань, пошкоджені розрядники	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	1.18	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1739	Іванівське ВДРМ	КТП-267_глуб	0,4 кВ	70	2	364	0.00801%		2	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	15.58	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1747	Чаплинське ВДРМ	КТП-47 Каланчак_глуб	0,4 кВ	70	1	361	0.00794%		1	Строк експлуатації трансформатора більше 25 років; дані вимірів не відповідають вимогам НТД, виміри опорів обмоток трансформатора відрізняються більше ніж на 2%	Реконструкція (заміна трансформатора)	2022	147.39	Амортизація	Інвестиційна програма
1799	Херсонське ВДРМ	ЗТП-766 1Т_глуб	0,4 кВ	367	1	66	0.00761%		1	Пошкоджені виходи 0,4кВ, пошкодження комутаційних апаратів	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	9.55	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1824	Чаплинське ВДРМ	ЗТП-40	6-20 кВ	158	2	149	0.00740%		2	Пошкодження болтових з'єднань, пошкодження контуру заземлення	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	2.16	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1833	Чаплинське ВДРМ	КТП-73_глуб	0,4 кВ	173	1	135	0.00734%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	7.37	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1907	Херсонське ВДРМ	ЗТП-536 2Т_глуб	0,4 кВ	485	1	46	0.00701%		1	пнегбаритна комірка, пошкодження додаткових ножів, пошкодження дугогасящих камер	Реконструкція (встановлення вимикачів навантаження)	2021	356.50	Амортизація	Інвестиційна програма
1941	Херсонське ВДРМ	ЗТП-842 2Т_глуб	0,4 кВ	480	1	45	0.00679%		1	Пошкодження ошинування 0,4кВ	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	3.30	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1983	Голопристанське ВДРМ	КТП-275	6-20 кВ	25	2	820	0.00644%		2	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	9.88	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2010	Херсонське ВДРМ	ЗТП-162_руб2	0,4 кВ	92	1	218	0.00630%		1	Пошкоджені виходи 0,4кВ, пошкодження комутаційних апаратів, пошкодження розрядників	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	14.53	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2033	Голопристанське ВДРМ	КТП-857	6-20 кВ	58	1	339	0.00618%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	41.06	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2055	Чаплинське ВДРМ	КТП-128 Каланчак	6-20 кВ	118	2	164	0.00608%		2	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	9.42	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2065	Олешківське ВДРМ	ЗТП-756	6-20 кВ	60	1	320	0.00603%		1	Пошкоджені вимикач навантаження, пошкоджені додаткові ножі	Виконано реконструкцію (встановлення вимикачів навантаження)	2020	68.15	Амортизація	Інвестиційна програма
2100	Скадовське ВДРМ	КТП-358_глуб	0,4 кВ	123	1	151	0.00584%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	74.30	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2101	Скадовське ВДРМ	КТП-181	6-20 кВ	69	2	269	0.00583%	1	1	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	27.16	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2111	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-79 Берислав	6-20 кВ	318	1	58	0.00580%		1	Велика протяжність лінії, велике споживання, значна віддаленість від бази	Виконано реконструкцію (створення комплексу для автоматичної ресстрації перерв в електропостачанні)	2020	113.86	Амортизація	Інвестиційна програма
2141	Голопристанське ВДРМ	ЗТП-12 1Т	6-20 кВ	311	1	58	0.00567%		1	Велика протяжність лінії, велике споживання, значна віддаленість від бази	Виконано комплекс для автоматичної ресстрації перерв в електропостачанні	2020	130.64	Амортизація	Інвестиційна програма
2146	Новотроїцьке ВДРМ	КТП-451	6-20 кВ	50	1	357	0.00561%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	35.73	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2155	Новотроїцьке ВДРМ	КТП-400_глуб	0,4 кВ	54	1	326	0.00553%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	17.27	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2168	Високопільське ВДРМ	КТП-157 Олександрівка	6-20 кВ	249	1	70	0.00548%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	2.39	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2195	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-29 1Т	6-20 кВ	412	2	41	0.00531%		2	Відсутня секційна комірка. Пошкодження ошинувки. Комірки №1-5 застарілого типу КСО.	Реконструкція (встановлення вимикачів навантаження)	2022	266.28	Амортизація	Інвестиційна програма
2235	Новотроїцьке ВДРМ	КТП-428_глуб	0,4 кВ	121	2	135	0.00513%		2	Пошкодження запобіжників. Руїнування проходного ізолятору. Пошкодження контуру заземлення. Термін експлуатації трансформатору більше 25 років.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	45.21	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2237	Херсонське ВДРМ	ЗТП-59	6-20 кВ	247	1	66	0.00512%		1	Відсутні проходні ізолятори. Пошкоджені комутаційні апарати. Пошкодження розрядників. Пошкодження ущільнення дверей шафи КТП.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	2.18	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2243	Олешківське ВДРМ	КТП-100_глуб	0,4 кВ	97	1	167	0.00509%		1	Пошкодження контуру заземлення. Корозія корпусу шафи КТП. Пошкоджені виходи 0,4 кВ. Пошкоджені опорні ізолятори. Відсутній замок дверей РУ.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	1.97	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2248	Чаплинське ВДРМ	КТП-218 Каланчак_глуб	0,4 кВ	27	1	597	0.00507%		1	Пошкодження дверей шафи КТП. Наскрізна корозія корпусу шафи. Пошкодження ізоляторів та запобіжників. Наявне пошкодження вимикача.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	23.37	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2275	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-1	6-20 кВ	204	1	77	0.00494%		1	Значна протяжність ліній від ЗТП. Значне віддалення розташування ЗТП від бази знаходження транспорту ВДРМ.	Реконструкція (створення комплексу для автоматичної ресстрації перерв в електропостачанні)	2021	147.09	Амортизація	Інвестиційна програма
2286	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-98Берислав	6-20 кВ	200	3	78	0.00490%	3	0	Пошкодження дверей РУ. Пошкодження ущільнювачів дверей. Поверхнева та наскрізна корозія корпусу.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	35.35	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2338	Херсонське ВДРМ	ЗТП-287_глуб	0,4 кВ	395	1	38	0.00472%		1	Застаріле електричне обладнання; часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей; незадовільний стан будівельної частини	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	2,165	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
2373	Олешківське ВДРМ	КТП-100	6-20 кВ	96	1	151	0.00456%		1	Пошкодження запобіжників. Руїнування проходного ізолятору. Пошкодження контуру заземлення. Термін експлуатації трансформатору більше 25 років.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	2.10	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт

2398	Чаплинське ВДРМ	КТП-132 Каланчак_глуб	0,4 кВ	41	1	345	0.00445%		1	Відсутні прохідні ізолятори. Пошкоджено комутаційні апарати. Пошкодження розрядників. Пошкодження ущільнення дверей шафи КТП.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	30.89	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
2438	Високопільське ВДРМ	КТП-197	6-20 кВ	59	2	231	0.00428%		2	Пошкодження контуру заземлення. Корозія корпусу шафи КТП. Пошкодженні виходи 0,4 кВ. Пошкодженні опорні ізолятори. Відсутній замок дверей РУ.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	8.05	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
2441	Каховське ВДРМ	ЗТП-64 2Т	6-20 кВ	136	1	100	0.00427%		1	Значна протяжність ліній від ЗТП. Значене віддалення розташування ЗТП від бази знаходження транспорту ВДРМ.	Реконструкція (створення комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні споживачів)	2021	123.65	Амортизація	Інвестиційна програма	
2507	Каховське ВДРМ	ЗТП-540 1Т	6-20 кВ	494	1	26	0.00404%		1	Захід спрямований на зменшення SAIDI	Реконструкція (встановлення вакуумного вимикача)	2021	370.87	Амортизація	Інвестиційна програма	
2509	Великопететське ВДРМ	КТП-358	6-20 кВ	91	2	141	0.00403%		2	Пошкодження дверей шафи КТП. Наскрізна корозія корпусу шафи. Пошкодження ізоляторів та запобіжників. Наявне пошкодження вимикача.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	6.59	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
2516	Херсонське ВДРМ	КТП-833 Білозерка_глуб	0,4 кВ	177	1	72	0.00401%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП; часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей; застаріле електричне обладнання	Виконано реконструкцію (заміна шафи КТП)	2020	175.28	Амортизація	Інвестиційна програма	
2552	Високопільське ВДРМ	КТП-98_глуб	0,4 кВ	103	1	121	0.00392%		1	Пошкодження дверей РУ. Пошкодження ущільнювачів дверей. Поверхнева та наскрізна корозія корпусу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	6.85	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
2554	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-48	6-20 кВ	265	1	47	0.00391%	1	0	Велика кількість споживачів, що отримують е/е від ЗТП. Значене віддалення розташування ЗТП від бази знаходження транспорту ВДРМ.	Виконано реконструкцію (створення комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні споживачів)	2020	114.68	Амортизація	Інвестиційна програма	
2557	Високопільське ВДРМ	КТП-30_глуб	0,4 кВ	259	1	48	0.00391%		1	Пошкодження запобіжників. Руїнування прохідного ізолятору. Пошкодження контуру заземлення. Термін експлуатації трансформатору більше 25 років.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	16.33	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
2569	Новокаховське ВДРМ	КТП-42	6-20 кВ	50	2	247	0.00388%		2	Незадовільний технічний стан шафи КТП. Наявна корозія та пошкодження ущільнення дверей; застаріле електричне обладнання	Виконано реконструкцію (заміна шафи КТП)	2020	131.07	Амортизація	Інвестиційна програма	
2620	Чаплинське ВДРМ	КТП-5 Каланчак	6-20 кВ	91	1	129	0.00369%		1	Наскрізна корозія корпусу та даху. Пошкодження ущільнення дверей шафи КТП. Пошкодження петель дверей шафи КТП.	Виконано реконструкцію (заміна шафи КТП)	2020	178.33	Амортизація	Інвестиційна програма	
2626	Голоприпетанське ВДРМ	КТП-899_глуб	0,4 кВ	34	1	344	0.00368%		1	Пошкодження дверей шафи КТП. Наскрізна корозія корпусу шафи. Пошкодження ізоляторів та запобіжників. Наявне пошкодження вимикача.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	28.48	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
2649	Новотроїцьке ВДРМ	КТП-173	6-20 кВ	126	2	91	0.00360%		2	Пошкодження дверей РУ. Пошкодження ущільнювачів дверей. Поверхнева та наскрізна корозія корпусу.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	12.86	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
2652	Херсонське ВДРМ	ЗТП-250	6-20 кВ	818	1	14	0.00360%		1	Пошкодження ущільнення дверей шафи КТП. Теча даху КТП. Пошкодження замка шафи. Пошкодження запобіжника та ізоляторів.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	3.27	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
2671	Великопететське ВДРМ	КТП-211_глуб	0,4 кВ	60	1	187	0.00353%		1	Пошкодження контуру заземлення. Корозія корпусу шафи КТП. Пошкодженні виходи 0,4 кВ. Пошкодженні опорні ізолятори. Відсутній замок дверей РУ.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	19.41	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
2672	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-103 Берислав_руб5	0,4 кВ	63	1	178	0.00352%		1	Застаріле електричне обладнання; часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей; незадовільний стан будівельної частини	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	23.23	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
2699	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-106 Берислав	6-20 кВ	93	2	118	0.00345%		2	0	Пошкодження дверей шафи КТП. Наскрізна корозія корпусу шафи. Пошкодження ізоляторів та запобіжників. Наявне пошкодження вимикача.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	65.35	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
2721	Каховське ВДРМ	КТП-31 Горнистаевка	6-20 кВ	56	1	192	0.00338%		1	Незадовільний технічний стан шафи КТП; часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей; застаріле електричне обладнання	Виконано комплексне технічне обслуговування ТП	2020	3.417	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування	
2750	Херсонське ВДРМ	ЗТП-751 2Т	6-20 кВ	16	1	656	0.00330%		1	Застаріле електричне обладнання; часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей; незадовільний стан будівельної частини	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	19.22	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
2757	Великопететське ВДРМ	КТП-29	6-20 кВ	111	2	94	0.00328%		2	Пошкодження дверей РУ. Пошкодження ущільнювачів дверей. Поверхнева та наскрізна корозія корпусу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	15.48	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
2763	Олешківське ВДРМ	КТП-206_глуб	0,4 кВ	106	1	98	0.00326%		1	В корпусі КТП наскрізна корозія. Виходи 0,4 кВ виходять з РУ-0,4 кВ через прорізні отвори в стінках шафи. Відсутній захисний кожух силового трансформатора. Відсутні захисні коробки на виходах 0,4 кВ. Відсутні вільні місця для встановлення додаткових комутаційних апаратів. Відсутній захист силового трансформатора від перевантаження (АВ-0,4 кВ 1Т). Відсутній ввідний рубильник 0,4 кВ 1Т.	Реконструкція (заміна шафи КТП)	2022	246.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
2798	Чаплинське ВДРМ	КТП-383 Каланчак	6-20 кВ	186	1	54	0.00316%		1	Пошкодження запобіжників. Руїнування прохідного ізолятору. Пошкодження контуру заземлення. Термін експлуатації трансформатору більше 25 років.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	3.71	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
2814	Генічеське ВДРМ	КТП-218	6-20 кВ	87	1	114	0.00312%		1	Відсутні прохідні ізолятори. Пошкоджено комутаційні апарати. Пошкодження розрядників. Пошкодження ущільнення дверей шафи КТП.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	2.86	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
2905	Новотроїцьке ВДРМ	КТП-340	6-20 кВ	35	1	264	0.00290%		1	Пошкодження контуру заземлення. Корозія корпусу шафи КТП. Пошкодженні виходи 0,4 кВ. Пошкодженні опорні ізолятори. Відсутній замок дверей РУ.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	20.27	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
2921	Олешківське ВДРМ	КТП-303	6-20 кВ	213	1	43	0.00288%		1	Пошкодження дверей шафи КТП. Наскрізна корозія корпусу шафи. Пошкодження ізоляторів та запобіжників. Наявне пошкодження вимикача.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	52.82	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
2922	Херсонське ВДРМ	ЗТП-249 2Т_глуб	0,4 кВ	32	1	286	0.00288%		1	Пошкодження дверей РУ. Пошкодження ущільнювачів дверей. Поверхнева та наскрізна корозія корпусу.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	6.00	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
2954	Чаплинське ВДРМ	КТП-44 Каланчак	6-20 кВ	130	1	69	0.00282%	1	0	Пошкодження ущільнення дверей шафи КТП. Теча даху КТП. Пошкодження замка шафи. Пошкодження запобіжника та ізоляторів.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	25.89	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	

2997	Новотроїцьке ВДРМ	КТП-315	6-20 кВ	45	2	192	0.00272%	2	Пошкодження контуру заземлення. Корозія корпусу шафи КТП. Пошкодженні виходи 0,4 кВ. Пошкодженні опори ізоляторів. Відсутній замок дверей РУ.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	60.52	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3014	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-47 1Т	6-20 кВ	67	1	126	0.00265%	1	Застаріле електричне обладнання; часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей; незадовільний стан будівельної частини	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	17.98	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3181	Чаплицьке ВДРМ	КТП-109	6-20 кВ	32	1	231	0.00232%	1	Пошкодження контуру заземлення. Корозія корпусу шафи КТП. Пошкодженні виходи 0,4 кВ. Пошкодженні опори ізоляторів. Відсутній замок дверей РУ.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	2.13	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3211	Каховське ВДРМ	КТП-158	6-20 кВ	131	2	55	0.00226%	2	Відсутні прохідні ізолятори. Пошкоджено комутаційні апарати. Пошкодження розрядників. Пошкодження ущільнення дверей шафи КТП.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	17.28	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3223	Херсонське ВДРМ	ЗТП-99	6-20 кВ	446	1	16	0.00224%	1	Пошкодження запобіжників. Руїнування прохідного ізолятору. Пошкодження контуру заземлення. Термін експлуатації трансформатору більше 25 років.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	14.18	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3272	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-7	6-20 кВ	266	1	26	0.00217%	1	Велика кількість споживачів, що отримують с/с від ЗТП. Значне віддалення розташування ЗТП від бази знаходження транспорту ВДРМ.	Виконано реконструкцію (створення комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні споживачів)	2020	116.21	Амортизація	Інвестиційна програма
3286	Чаплицьке ВДРМ	КТП-80	6-20 кВ	65	1	105	0.00214%	1	Пошкодження запобіжників. Руїнування прохідного ізолятору. Пошкодження контуру заземлення.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	2.11	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3324	Великопетепське ВДРМ	КТП-219_глуб	0,4 кВ	46	1	142	0.00205%	1	Пошкодження дверей шафи КТП. Наскрізна корозія корпусу шафи. Пошкодження ізоляторів та запобіжників. Наявне пошкодження вимикача.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	6.77	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3374	Херсонське ВДРМ	ЗТП-9 2Т	6-20 кВ	52	1	120	0.00196%	1	Значна протяжність ліній від ЗТП. Значне віддалення розташування ЗТП від бази знаходження транспорту ВДРМ.	Реконструкція (створення комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні споживачів)	2021	77.92	Амортизація	Інвестиційна програма
3424	Великопетепське ВДРМ	ЗТП-64_глуб	0,4 кВ	103	1	58	0.00188%	1	Пошкодження ущільнення дверей шафи КТП. Теча даху КТП. Пошкодження замка шафи. Пошкодження запобіжника та ізоляторів.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	6.52	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3438	Чаплицьке ВДРМ	КТП-69	6-20 кВ	39	1	151	0.00185%	1	Пошкодження контуру заземлення. Корозія корпусу шафи КТП. Пошкодженні виходи 0,4 кВ. Пошкодженні опори ізоляторів. Відсутній замок дверей РУ.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	1.56	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3441	Чаплицьке ВДРМ	КТП-68 Каланчак	6-20 кВ	47	1	125	0.00185%	1	Пошкодження запобіжників. Руїнування прохідного ізолятору. Пошкодження контуру заземлення. Термін експлуатації трансформатору більше 25 років.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	18.87	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3479	Каховське ВДРМ	ЗТП-35	6-20 кВ	142	1	40	0.00179%	1	Термін експлуатації трансформатора понад 25 років; застаріле електротехнічне обладнання	Реконструкція (заміна трансформатора)	2022	151.29	Амортизація	Інвестиційна програма
3502	Херсонське ВДРМ	ЗТП-189_руб3	0,4 кВ	109	1	51	0.00175%	1	Пошкодження дверей РУ. Пошкодження ущільнювачів дверей. Поверхнева та наскрізна корозія корпусу.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	60.67	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3522	Каховське ВДРМ	ЗТП-3	6-20 кВ	127	1	43	0.00172%	1	Захід спрямований на зменшення SAIDI	Реконструкція (встановлення вакуумного вимикача)	2022	489.00	Амортизація	Інвестиційна програма
3574	Чаплицьке ВДРМ	КТП-261 Каланчак	6-20 кВ	37	1	142	0.00165%	1	Пошкодження запобіжників. Руїнування прохідного ізолятору. Пошкодження контуру заземлення. Термін експлуатації трансформатору більше 25 років.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	2.78	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3643	Херсонське ВДРМ	КТП-713 Білозерка	6-20 кВ	104	1	48	0.00157%	1	Пошкодження контуру заземлення. Корозія корпусу шафи КТП. Пошкодженні виходи 0,4 кВ. Пошкодженні опори ізоляторів. Відсутній замок дверей РУ.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	43.30	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3695	Іванівське ВДРМ	КТП-218	6-20 кВ	24	1	197	0.00149%	1	Пошкодження дверей шафи КТП. Наскрізна корозія корпусу шафи. Пошкодження ізоляторів та запобіжників. Наявне пошкодження вимикача.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	8.47	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3833	Чаплицьке ВДРМ	ЗТП-19Каланчак	6-20 кВ	38	1	110	0.00131%	1	Пошкодження запобіжників. Руїнування прохідного ізолятору. Пошкодження контуру заземлення.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	2.13	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3836	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-182 2Т	6-20 кВ	278	2	15	0.00131%	2	Захід передбачається для зменшення SAIDI	Реконструкція (встановлення вакуумного вимикача)	2022	529.00	Амортизація	Інвестиційна програма
3848	Каховське ВДРМ	ЗТП-8	6-20 кВ	137	1	30	0.00129%	1	Висока кількість споживачів на лініях, що живляться від ЗТП. Значне віддалення розташування ЗТП від бази знаходження транспорту ВДРМ.	Виконано реконструкцію (створення комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні споживачів)	2020	105.33	Амортизація	Інвестиційна програма
3860	Чаплицьке ВДРМ	КТП-343	6-20 кВ	51	1	80	0.00128%	1	Пошкодження дверей РУ. Пошкодження ущільнювачів дверей. Поверхнева та наскрізна корозія корпусу.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	4.45	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3924	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-9	6-20 кВ	242	2	16	0.00122%	2	Значна протяжність ліній від ЗТП. Значне віддалення розташування ЗТП від бази знаходження транспорту ВДРМ.	Виконано реконструкцію (створення комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні споживачів)	2020	112.99	Амортизація	Інвестиційна програма
3935	Іванівське ВДРМ	ЗТП-54 Н.Сірогози	6-20 кВ	63	1	61	0.00121%	1	Пошкодження запобіжників. Руїнування прохідного ізолятору. Пошкодження контуру заземлення. Термін експлуатації трансформатору більше 25 років.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	3.20	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3945	Херсонське ВДРМ	КТП-834 Білозерка	6-20 кВ	98	1	39	0.00120%	1	Відсутні прохідні ізолятори. Пошкоджено комутаційні апарати. Пошкодження розрядників. Пошкодження ущільнення дверей шафи КТП.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	35.88	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3950	Чаплицьке ВДРМ	КТП-380_глуб	0,4 кВ	103	1	37	0.00120%	1	Пошкодження контуру заземлення. Корозія корпусу шафи КТП. Пошкодженні виходи 0,4 кВ. Пошкодженні опори ізоляторів. Відсутній замок дверей РУ.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	20.67	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3968	Іванівське ВДРМ	КТП-267	6-20 кВ	61	1	61	0.00117%	1	Пошкодження дверей шафи КТП. Наскрізна корозія корпусу шафи. Пошкодження ізоляторів та запобіжників. Наявне пошкодження вимикача.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	15.59	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3973	Каховське ВДРМ	КТП-183	6-20 кВ	70	1	53	0.00117%	1	Пошкодження дверей РУ. Пошкодження ущільнювачів дверей. Поверхнева та наскрізна корозія корпусу.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	59.05	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт

3987	Високопільське ВДРМ	КТП-58 Олександрівка	6-20 кВ	57	1	64	0.00115%	1	Пошкодження ущільнення дверей шафи КТП. Теча даху КТП. Пошкодження з'єднання шафи. Пошкодження запобіжника та ізоляторів.	Виконано комплексний капітальний ремонт ТП	2020	2.24	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
3990	Великолепетиське ВДРМ	КТП-219	6-20 кВ	46	1	79	0.00114%	1	Пошкодження дверей шафи КТП. Наскрізна корозія корпусу шафи. Пошкодження ізоляторів та запобіжників. Наявне пошкодження вимикача.	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	6.77	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4013	Олешківське ВДРМ	ЗТП-22	6-20 кВ	138	1	26	0.00113%	1	Застаріле електричне обладнання; часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей; незадовільний стан будівельної частини	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту ТП	2021	9.908	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
4908	Каховське ВДРМ	ЗТП-5791Т	6-20 кВ	62	1	19	0.00037%	1	Пошкодженні запобіжники та комутаційні апарати. Комірки ВВ не придатні для подальшого ремонту. Пошкоджені додаткові ножі. Негабаритні комірки. Пошкоджені дугогасячі камери.	Реконструкція (встановлення вимикачів навантаження)	2022	190.48	Амортизація	Інвестиційна програма
	Великолепетиське ВДРМ	КТП-22	6-20 кВ	99	0	0	0.00000%	0	Наскрізна корозія, корпусу, даху, дверей	Реконструкція (заміна шафи КТП)	2022	215	Амортизація	Інвестиційна програма
	Голопристанське ВДРМ	КТП-52	6-20 кВ	86	0	0	0.00000%	0	Наскрізна корозія, корпусу, дверей, протікання даху	Реконструкція (заміна шафи КТП)	2022	230.85	Амортизація	Інвестиційна програма
	Іванівське ВДРМ	КТП-35	6-20 кВ	78	0	0	0.00000%	0	Нестандартна конструкція шафи, наскрізна корозія корпусу та даху	Реконструкція (заміна шафи КТП)	2022	280.14	Амортизація	Інвестиційна програма
	Каховське ВДРМ	КТП-582	6-20 кВ	158	0	0	0.00000%	0	Наскрізна корозія, корпусу, даху, пошкодження ущільнення дверей	Реконструкція (заміна шафи КТП)	2022	225	Амортизація	Інвестиційна програма
	Каховське ВДРМ	КТП-478	6-20 кВ	85	0	0	0.00000%	0	Наскрізна корозія корпусу, протікання даху, пошкодження ущільнення дверей	Реконструкція (заміна шафи КТП)	2022	228	Амортизація	Інвестиційна програма
	Іванівське ВДРМ	КТП-271	6-20 кВ	63	0	0	0.00000%	0	Нестандартна конструкція шафи КТП, існує ризик руйнування, корозія корпусу	Реконструкція (заміна шафи КТП)	2022	223	Амортизація	Інвестиційна програма
	Високопільське ВДРМ	КТП-5 Н.Вороночка	6-20 кВ	125	0	0	0.00000%	0	Існує ризик падіння шафи, наскрізна корозія корпусу	Реконструкція (заміна шафи КТП)	2022	223	Амортизація	Інвестиційна програма
	Високопільське ВДРМ	КТП-194 Н.Вороночка	6-20 кВ	64	0	0	0.00000%	0	Наскрізна корозія, корпусу, даху, дверей	Реконструкція (заміна шафи КТП)	2022	216	Амортизація	Інвестиційна програма
	Новотроїцьке ВДРМ	КТП-215	6-20 кВ	119	0	0	0.00000%	0	Наскрізна корозія, корпусу, даху, дверей	Реконструкція (заміна шафи КТП)	2022	247	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	КТП-354	6-20 кВ	29	0	0	0.00000%	0	Нестандартна конструкція шафи КТП, наскрізна корозія корпусу	Реконструкція (заміна шафи КТП)	2022	293.34	Амортизація	Інвестиційна програма
	Чаплинське ВДРМ	КТП-12	6-20 кВ	88	0	0	0.00000%	0	Наскрізна корозія, корпусу та даху	Реконструкція (заміна шафи КТП)	2022	240	Амортизація	Інвестиційна програма
	Великолепетиське ВДРМ	КТП-74	6-20 кВ	126	0	0	0.00000%	0	Термін експлуатації перевищує 50 років, можливий непередбачуваний вихід з ладу через старіння ізоляції	Реконструкція (заміна трансформатора)	2022	108.64	Амортизація	Інвестиційна програма
	Високопільське ВДРМ	КТП-188	6-20 кВ	125	0	0	0.00000%	0	Термін експлуатації перевищує 50 років, можливий непередбачуваний вихід з ладу через старіння ізоляції	Реконструкція (заміна трансформатора)	2022	96.79	Амортизація	Інвестиційна програма
	Генпільське ВДРМ	КТП-846	6-20 кВ	104	0	0	0.00000%	0	Термін експлуатації перевищує 30 років, виміри опору обмоток не відповідають НТД	Реконструкція (заміна трансформатора)	2022	135.44	Амортизація	Інвестиційна програма
	Голопристанське ВДРМ	КТП-697	6-20 кВ	89	0	0	0.00000%	0	Термін експлуатації перевищує 50 років, можливий непередбачуваний вихід з ладу через старіння ізоляції	Реконструкція (заміна трансформатора)	2022	150.22	Амортизація	Інвестиційна програма
	Іванівське ВДРМ	КТП-47	6-20 кВ	24	0	0	0.00000%	0	Термін експлуатації перевищує 50 років, можливий непередбачуваний вихід з ладу через старіння ізоляції	Реконструкція (заміна трансформатора)	2022	150.22	Амортизація	Інвестиційна програма
	Каховське ВДРМ	ЗТП-43	6-20 кВ	637	0	0	0.00000%	0	Термін експлуатації перевищує 30 років, виміри опорів не відповідають НТД	Реконструкція (заміна трансформатора)	2022	162.24	Амортизація	Інвестиційна програма
	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-95	6-20 кВ	294	0	0	0.00000%	0	Термін експлуатації перевищує 30 років, виміри опорів не відповідають НТД	Реконструкція (заміна трансформатора)	2022	268.94	Амортизація	Інвестиційна програма
	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-58	6-20 кВ	593	0	0	0.00000%	0	Термін експлуатації перевищує 40 років, виміри опорів не відповідають НТД	Реконструкція (заміна трансформатора)	2022	273.97	Амортизація	Інвестиційна програма
	Новотроїцьке ВДРМ	КТП-215	6-20 кВ	119	0	0	0.00000%	0	Термін експлуатації перевищує 50 років, можливий непередбачуваний вихід з ладу через старіння ізоляції	Реконструкція (заміна трансформатора)	2022	146.11	Амортизація	Інвестиційна програма
	Новотроїцьке ВДРМ	КТП-218	6-20 кВ	29	0	0	0.00000%	0	Термін експлуатації перевищує 50 років, можливий непередбачуваний вихід з ладу через старіння ізоляції, опір ізоляції не відповідає НТД	Реконструкція (заміна трансформатора)	2022	103.83	Амортизація	Інвестиційна програма
	Новотроїцьке ВДРМ	ПТКЕ-628	6-20 кВ	87	0	0	0.00000%	0	Термін експлуатації перевищує 30 років, опори ізоляції відповідають НТД	Реконструкція (заміна трансформатора)	2022	98.54	Амортизація	Інвестиційна програма
	Скадовське ВДРМ	КТП-297	6-20 кВ	167	0	0	0.00000%	0	Термін експлуатації перевищує 30 років, результати вимірів опорів ізоляції відповідають НТД	Реконструкція (заміна трансформатора)	2022	142.68	Амортизація	Інвестиційна програма
	Скадовське ВДРМ	КТП-265	6-20 кВ	174	0	0	0.00000%	0	Термін експлуатації перевищує 40 років, виміри опорів не відповідають НТД	Реконструкція (заміна трансформатора)	2022	164.63	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	КТП-815	6-20 кВ	608	0	0	0.00000%	0	Термін експлуатації перевищує 30 років, виміри опорів не відповідають НТД	Реконструкція (заміна трансформатора)	2022	181.9	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	ЗТП-9	6-20 кВ	60	0	0	0.00000%	0	Результати вимірів опорів ізоляції не відповідають НТД, наявність споживача I категорії, часто відключається	Реконструкція (заміна трансформатора)	2022	150.22	Амортизація	Інвестиційна програма
	Чаплинське ВДРМ	КТП-113	6-20 кВ	124	0	0	0.00000%	0	Термін експлуатації перевищує 40 років, виміри опорів не відповідають НТД	Реконструкція (заміна трансформатора)	2022	141.39	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	ЗТП-810	6-20 кВ	247	0	0	0.00000%	0	ВН застарілого зразку, можливість ремонту яких відсутня	Реконструкція (встановлення вимикачів навантаження)	2022	101.12	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	ЗТП-316	6-20 кВ	247	0	0	0.00000%	0	Обладнання в комірці не є ВН, не їм неможливо оперувати у разі відключення лінії, що призводить до збільшення SAIDI	Реконструкція (встановлення вимикачів навантаження)	2022	51.23	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	ЗТП-126	6-20 кВ	406	0	0	0.00000%	0	Обладнання в комірці не є ВН, не їм неможливо оперувати у разі відключення лінії, що призводить до збільшення SAIDI	Реконструкція (встановлення вимикачів навантаження)	2022	204.48	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	ЗТП-213	6-20 кВ	542	0	0	0.00000%	0	Обладнання в комірці не є ВН, не їм неможливо оперувати у разі відключення лінії, що призводить до збільшення SAIDI	Реконструкція (встановлення вимикачів навантаження)	2022	194.04	Амортизація	Інвестиційна програма
	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-67	6-20 кВ	761	0	0	0.00000%	0	ВН застарілого зразку, можливість ремонту яких відсутня	Реконструкція (встановлення вимикачів навантаження)	2022	205.64	Амортизація	Інвестиційна програма
	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-13	6-20 кВ	16	0	0	0.00000%	0	ВН застарілого зразку, можливість ремонту яких відсутня	Реконструкція (встановлення вимикачів навантаження)	2022	139.53	Амортизація	Інвестиційна програма
	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-372	6-20 кВ	50	0	0	0.00000%	0	Обладнання в комірці не є ВН, не їм неможливо оперувати у разі відключення лінії, що призводить до збільшення SAIDI	Реконструкція (встановлення вимикачів навантаження)	2022	98.66	Амортизація	Інвестиційна програма
	Каховське ВДРМ	ЗТП-579	6-20 кВ	50	0	0	0.00000%	0	Обладнання в комірці не є ВН, не їм неможливо оперувати у разі відключення лінії, що призводить до збільшення SAIDI	Реконструкція (встановлення вимикачів навантаження)	2022	190.48	Амортизація	Інвестиційна програма
	Каховське ВДРМ	ЗТП-34	6-20 кВ	226	0	0	0.00000%	0	ВН застарілого зразку, можливість ремонту яких відсутня	Реконструкція (встановлення вимикачів навантаження)	2022	102.6	Амортизація	Інвестиційна програма

	Олешківське ВДРМ	ЗТП-10	6-20 кВ	75	0	0	0.00000%	0	ВН застарілого зразку, можливість ремонту яких відсутня	Реконструкція (встановлення вимикачів навантаження)	2022	48.6	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Олешківське ВДРМ	ЗТП-375	6-20 кВ	112	0	0	0.00000%	0	Обладнання в комірці не є ВН, не їм неможливо оперувати у разі відключення лінії, що призводить до збільшення SAIDI	Реконструкція (встановлення вимикачів навантаження)	2022	94.78	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Голопристанське ВДРМ	ЗТП-993	6-20 кВ	5	0	0	0.00000%	0	ВН застарілого зразку, можливість ремонту яких відсутня	Реконструкція (встановлення вимикачів навантаження)	2022	92.56	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Голопристанське ВДРМ	ЗТП-26	6-20 кВ	104	0	0	0.00000%	0	Обладнання в комірці не є ВН, не їм неможливо оперувати у разі відключення лінії, що призводить до збільшення SAIDI	Реконструкція (встановлення вимикачів навантаження)	2022	149.61	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Голопристанське ВДРМ	ЗТП-13	6-20 кВ	41	0	0	0.00000%	0	Обладнання в комірці не є ВН, не їм неможливо оперувати у разі відключення лінії, що призводить до збільшення SAIDI	Реконструкція (встановлення вимикачів навантаження)	2022	96.32	Амортизація	Інвестиційна програма	
4. Встановлення розвантажувальних ТП															
	Високопільське ВДРМ	ПЛ-10 кВ Ф-1306 від ПС-35/10 "В.Олександрівка" зі встановленням ТП	0,4 кВ	251	5	840	0.02004%	5	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 13,3%, велика протяжність ПЛ від ТП до найвіддаленішого споживача	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	2099.9	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Новокаховське ВДРМ	ПЛ-10 кВ Ф-1061 від ПС-35/10 "Львівська" зі встановленням розвантажувальних ТП	0,4 кВ	140	1	288	0.01267%	1	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 10,56%, значна кількість скарг споживачів	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	1604.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Новокаховське ВДРМ	ПЛ-10 кВ Ф-1127 від ПС 35/10 "Костирська" зі встановленням ТП	0,4 кВ	57	2	341	0.00080%	2	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 11,15%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	426.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Новокаховське ВДРМ	ПЛ-10 кВ Ф-1073 від ПС 35/10 "Зарічна" зі встановленням ТП	0,4 кВ	193	4	276	0.00473%	3	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 10,84%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	452.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Новокаховське ВДРМ	ПЛ-10 кВ Ф-1005 від ПС-35/10 "Зоря" зі встановленням ТП	0,4 кВ	1701	11	521	0.01740%	11	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 11,08%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	602.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	ПЛ-10кВ Ф-632 ПС-35/10 "Торгова" зі встановленням ТП	0,4 кВ	150	1	380	0.00932%	1	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 14,13%, численні скарги споживачів, значна протяжність лінії	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	682.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	ПЛ-10кВ Ф-573 від ПС-35/10 "Олександрівка" зі встановленням ТП на вул. Центральна (Комсомольська)	0,4 кВ	73	1	241	0.00364%	1	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 11,45%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	838.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	ПЛ-10кВ Ф-573 від ПС-35/10 "Олександрівка" зі встановленням ТП на проїз. вул.Робота та вул.Садова	0,4 кВ	30	2	499	0.01568%	2	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 11,71%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	478.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	ПЛ-10кВ Ф-505 ПС-35/10 "Білогорська" зі встановленням ТП	0,4 кВ	31	8	2260	0.05491%	8	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 10,76%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	589.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	ПЛ-10 кВ Ф-786 від ПС-35/10 "Музиківка" зі встановленням ТП	0,4 кВ	74	3	331	0.00926%	3	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 13,79%, численні скарги споживачів	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	456.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	ПЛ-6кВ Ф-2312 від ПС-35/6 кВ "Кіндійська" зі встановленням ТП	0,4 кВ	97	1	174	0.00623%	1	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 11,01%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	875.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	ПЛ-10кВ Ф-368 від ПС-35/10 кВ "Камышанская" зі встановленням ТП	0,4 кВ	79	2	1659	0.04119%	2	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 11,21%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	610.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	ПЛ-6кВ Ф-3714 від ПС-150/35/6 кВ "Карантинна" зі встановленням ТП	0,4 кВ	124	1	1180	0.04154%	1	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 16,31%, велика протяжність лінії від ТП до найвіддаленішого споживача, численні скарги споживачів на якість напруги	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	458.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	ПЛ-10кВ Ф-638 ПС-35/10 "Торгова" зі встановленням ТП	0,4 кВ	236	1	112	0.00831%	1	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 11,8%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	925.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	ПЛ-10кВ Ф-365 від ПС-35/10 кВ "Камышанская" зі встановленням ТП	0,4 кВ	58	1	64	0.00471%	1	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 10,64%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	411.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	ПЛ-10кВ Ф-612 ПС-35/10 "Киселівка" зі встановленням ТП	0,4 кВ	98	2	630	0.01940%	2	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 20,9%, велика протяжність лінії, велика кількість скарг споживачів	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	783.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Високопільське ВДРМ	ПЛ-10 кВ Ф-1354 від ПС-35/10 "Борозенська" зі встановленням ТП	0,4 кВ	49	2	724	0.01115%	2	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 11,5%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	492.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Генічеське ВДРМ	ПЛ-10 кВ Ф-671 відл. на ТП-473 від ПС-35/10 "Петровська" зі встановленням ТП	0,4 кВ	37	1	142	0.00138%	1	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 11,6%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	421.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Генічеське ВДРМ	ПЛ-10 кВ Ф-634 від ПС-35/10 "Чонгарська" зі встановленням ТП	0,4 кВ	89	-	-	-	-	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 12,03%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	472.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Генічеське ВДРМ	ПЛ-10 кВ ФР-12 від ПС-35/10 "Чонгарська" зі встановленням ТП	0,4 кВ	55	1	533	0.00387%	1	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 12,07%, скарги споживачів	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	462.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Генічеське ВДРМ	ПЛ-10 кВ Ф-661 від ПС-35/10 "Н.Григорівка" зі встановленням ТП	0,4 кВ	79	2	1313	0.00291%	2	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 15,61%, численні скарги споживачів, велика протяжність ПЛ	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	628.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Генічеське ВДРМ	ПЛ-10 кВ Ф-633 від ПС-35/10 "Чонгар" зі встановленням ТП	0,4 кВ	18	-	-	-	-	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 11,1%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	432.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Голопристанське ВДРМ	ПЛ-10 кВ Ф-52 від ПС-150/35/10 "Чулаковская" зі встановленням ТП	0,4 кВ	73	2	70	0.00120%	2	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 15,43%, значна протяжність ПЛ	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	479.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Голопристанське ВДРМ	ПЛ-10 кВ Ф-962 від ПС-35/10кВ "Більшовик" зі встановленням ТП	0,4 кВ	124	2	161	0.00331%	2	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 13,3%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	605.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Іванівське ВДРМ	ПЛ-10 кВ Ф-462 від ПС-35/10кВ "Іванівська" зі встановленням ТП	0,4 кВ	43	1	120	0.00109%	1	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 12,3%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	374.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Каховське ВДРМ	ПЛ-6 кВ Ф-85 ПС-35/10/6 "Каховка" зі встановленням ТП	0,4 кВ	137	10	1241	0.00137%	2	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 12,23%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	623.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Каховське ВДРМ	ПЛ-10 кВ Ф-274 від ПС-35/10 кВ "Горностаївка" зі встановленням ТП	0,4 кВ	55	3	298	0.00430%	3	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 27,3%, значна кількість скарг споживачів, велика протяжність ПЛ від ТП до найвіддаленішого споживача	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	751.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Каховське ВДРМ	ПЛ-10 кВ Ф-212 від ПС-35/10 "НС-6 по Р-1-1 зі встановленням ТП	0,4 кВ	106	3	2325	0.03963%	3	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 12,52%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	497.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Новокаховське ВДРМ	КЛ-6 кВ Ф-624 ПС-330 "Каховська" зі встановленням ТП	0,4 кВ	3953	-	-	-	-	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 11,37%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	911.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Новокаховське ВДРМ	ПЛ-10кВ Ф-54 від ПС-35/10 кВ "Дніприни" зі встановленням ТП	0,4 кВ	75	2	92	0.00084%	2	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 15%, численні скарги споживачів	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	496.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Високопільське ВДРМ	ПЛ-10 кВ Ф-1605 від ПС-35/10 "Нововоронцовська" зі встановленням ТП	0,4 кВ	67	3	254	0.00035%	3	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 12,37%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	478.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Новотроїцьке ВДРМ	ПЛ-10 кВ Ф-561 від ПС-35/10 кВ "Попілак" зі встановленням ТП	0,4 кВ	49	3	373	0.00149%	3	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 10,27%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	402.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Новотроїцьке ВДРМ	ПЛ-10кВ Ф-543 від ПС-35/10 кВ "Одралівка" зі встановленням ТП	0,4 кВ	45	-	-	-	-	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 10,18%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	345.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Олешківське ВДРМ	ПЛ-10кВ Ф-1992 від ПС-35/10кВ "Костогризово" зі встановленням ТП	0,4 кВ	103	2	1357	0.02004%	2	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 14,47%, велика протяжність лінії	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	601.00	Амортизація	Інвестиційна програма	

	Олешківське ВДРМ	ПЛ-10кВ Ф-74 від ПС 150/35/10 "Виноградівська" зі встановленням ТП	0,4 кВ	152	3	335	0.00634%		3	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 20,8%, велика кількість скарг споживачів на якість напруги, велика протяжність ПЛ	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	705.00	Амортизація	Інвестиційна програма
	Олешківське ВДРМ	ПЛ-10кВ Ф-1953 від ПС-35/10 "Тарасівка" зі встановленням ТП	0,4 кВ	72	1	1083	0.02451%		1	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 16,73%, велика протяжність ПЛ	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	381.00	Амортизація	Інвестиційна програма
	Олешківське ВДРМ	ПЛ-10кВ Ф-1914 від ПС-35/10 кВ "Н.Маячка" зі встановленням ТП	0,4 кВ	72	3	358	0.00345%		3	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 14,41%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	439.00	Амортизація	Інвестиційна програма
	Олешківське ВДРМ	ПЛ-10кВ Ф-1905 від ПС-35/10 "Лісна" зі встановленням ТП	0,4 кВ	118	2	247	0.00714%		2	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 15,42%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	765.00	Амортизація	Інвестиційна програма
	Олешківське ВДРМ	ПЛ-6кВ Ф-1981 від ПС-35/6 "Цеплозна" зі встановленням ТП	0,4 кВ	64	1	159	0.00086%		1	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 10,44%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	438.00	Амортизація	Інвестиційна програма
	Олешківське ВДРМ	ПЛ-10кВ Ф-2002 від ПС-35/10 "Раденська" зі встановленням ТП	0,4 кВ	33	2	337	0.00350%		2	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 16,9%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	436.00	Амортизація	Інвестиційна програма
	Олешківське ВДРМ	ПЛ-10кВ Ф-1918 від ПС-35/10 кВ "Н.Маячка" зі встановленням ТП	0,4 кВ	135	2	135	0.00216%		2	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 26,85%, численні скарги споживачів на якість напруги на ПЛ, велика протяжність лінії	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	451.00	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	ПЛ-10 кВ Л-652 від ПС-35/10 "Батумська" зі встановленням ТП на вул. Михайлівського у смт. Білозерка	0,4 кВ	161	9	1426	0.03765%		9	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 10,66%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	515.00	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	ПЛ-6 кВ Ф-2102 від ПС-35/6 "Комсомольська" зі встановленням ТП на розі вул. Героїв Крут та вул. Сиваська	0,4 кВ	327	7	1756	0.08893%		7	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 12,14%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	736.00	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	ПЛ-6 кВ Ф-3534 від ПС-35/6 "Копова" зі встановленням ТП на розі вул. Причальна та вул.Вільхова у м. Херсон	0,4 кВ	220	2	397	0.02745%		2	Втрати напруги у прилеглаї мережі 0,4 кВ складають 11,28%	Реконструкція (встановлення розвантажувального ТП)	2022	497.00	Амортизація	Інвестиційна програма
5. КЛ-6-10 кВ															
24	Херсонське ВДРМ	2106 (КЛ 6 кВ від ТП-453-1с до ТП-1068-2с; КЛ 6 кВ від ТП-486 до ТП-215; КЛ 6 кВ від ТП-172 до ТП-500)	6-20 кВ	1914	5	598	0.3597%		5	Незадовільний технічний стан кабелю: пошкодження ізоляції, механічні пошкодження кабелю	Реконструкція	2021	332.22	Амортизація	Інвестиційна програма
45	Херсонське ВДРМ	15(а) (КЛ 6 кВ від ТП-214 до ТП-73)	6-20 кВ	752	1	1225	0.2895%		1	Незадовільний технічний стан кабелю: пошкодження ізоляції токопроводних жил, пошкодження болтових з'єднань, механічні пошкодження кабелю	Виконано комплексний капітальний ремонт КЛ	2020	10.97	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
54	Херсонське ВДРМ	РП-ВНС-4яч№6 (КЛ 6 кВ від оп.66 Ф-ВНС-4-6 до ТП-431)	6-20 кВ	738	4	1141	0.26464%		4	Пошкодження болтових з'єднань, пошкодження ізоляції токопроводних жил, механічні пошкодження кабелю	Реконструкція	2022	1252.22	Амортизація	Інвестиційна програма
56	Херсонське ВДРМ	ЗТП-522 1Т (КЛ-6кВ від ТП-412-1с до РП-Шмидта яч.15)	6-20 кВ	361	2	2304	0.26140%		2	Пошкодження ізоляції токопроводних жил, забруднення ізоляції, пошкодження болтових з'єднань	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування КЛ	2021	3.90	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
57	Новокаховське ВДРМ	601 (КЛ-6кВ від ТП-24 яч.4 до ТП-016 яч.6)	6-20 кВ	2919	7	284	0.26054%		7	Пошкодження ізоляції токопроводних жил, механічні пошкодження кабелю, пошкодження болтових з'єднань	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування КЛ	2020	4.54	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
64	Херсонське ВДРМ	ЗТП-814	6-20 кВ	717	1	1067	0.24044%		1	Механічні пошкодження кабелю, пошкодження ізоляції токопроводних жил, пошкодження болтових з'єднань	Виконано комплексне технічне обслуговування КЛ	2020	2.27	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
82	Херсонське ВДРМ	ЗТП-522 2Т (КЛ-6кВ від ТП-412-1с до РП-Шмидта яч.15)	6-20 кВ	289	2	2304	0.20927%		2	Пошкодження ізоляції токопроводних жил, забруднення ізоляції, пошкодження болтових з'єднань	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування КЛ	2021	3.90	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
92	Херсонське ВДРМ	РєК-1Ф-3408 (КЛ 6кВ від РП Мост яч.11 на ВЛ6кВ ф."3408" оп.136)	6-20 кВ	780	6	812	0.19905%		6	Незадовільний технічний стан кабелю: пошкодження ізоляції кабелю, механічні пошкодження кабелю, пошкодження болтових з'єднань	Виконано комплексне технічне обслуговування КЛ	2020	4.58	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
129	Херсонське ВДРМ	2102 (КЛ-6 від РП Черноморський до ТП-27; КЛ-6кВ від ТП-601 до ТП-522)	6-20 кВ	2010	1	239	0.15098%		1	Незадовільний технічний стан кабелю: велика кількість муфт на 1 км кабелю, при впробуванні підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції, зменшення відстані між кабелями, механічні пошкодження кабелю	Виконано комплексний капітальний ремонт КЛ	2020	34.53	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
142	Херсонське ВДРМ	2134	6-20 кВ	732	1	629	0.14470%	1	0	ПС 35"Комсомольська" Підключення нової КЛ-6-2134	Виконано комплексний капітальний ремонт КЛ	2020	23.14	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
143	Херсонське ВДРМ	3304	6-20 кВ	2322	2	198	0.14449%		2	Незадовільний технічний стан кабелю: пошкодження ізоляції токопроводних жил, зменшення відстані між кабелями, механічні пошкодження кабелю, пошкодження болтових з'єднань	Виконано комплексний капітальний ремонт КЛ	2020	31.89	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
146	Херсонське ВДРМ	3306 (КЛ-10кВ від ПС "Сухарная" яч.6 до ТП-826-1)	6-20 кВ	2535	2	181	0.14420%		2	Пошкодження токопроводних жил кабелю, забруднення ізоляції, механічні пошкодження кабелю	Реконструкція	2022	1629.57	Амортизація	Інвестиційна програма
151	Херсонське ВДРМ	2503 (6 кВ від ТП-127 до ТП-126 та від ТП-126 до ТП-115МТЗ)	6-20 кВ	3434	1	127	0.13706%		1	Незадовільний технічний стан кабелю: пошкодження ізоляції кабелю, механічні пошкодження кабелю, пошкодження болтових з'єднань	Виконано комплексний капітальний ремонт КЛ	2020	14.17	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
152	Каховське ВДРМ	89 (ТП-23 до ТП-274 та від ТП-13 до ТП-101)	6-20 кВ	1217	2	358	0.13693%		2	Незадовільний технічний стан кабелю: вимірні значення опору ізоляції не відповідають НТД, механічні пошкодження кабелю, зменшення відстані між кабелями	Виконано комплексний капітальний ремонт КЛ	2020	17.76	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
159	Херсонське ВДРМ	2217 (КЛ 6кВ от РП-Шуменського яч.8 на ВЛ-6кВ оп.16 к п/с Заводская яч.17)	6-20 кВ	2349	2	180	0.13288%		2	Пошкодження ізоляції токопроводних жил, механічні пошкодження кабелю, пошкодження болтових з'єднань	Виконано комплексне технічне обслуговування КЛ	2020	7.34	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
166	Херсонське ВДРМ	2513 (КЛ 6кВ від ТП-601-2с до ТП-522-1с)	6-20 кВ	2950	1	138	0.12794%		1	Незадовільний технічний стан кабелю: вимірні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД, пошкодження ізоляції кабелю, пошкодження ізоляції токопроводних жил, механічні пошкодження кабелю	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту КЛ	2021	230.63	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
264	Херсонське ВДРМ	КТП-230 (КЛ-6кВ від ТП-576 на ВЛ-6кВ оп.8 в сторону ТП-230)	6-20 кВ	257	2	1121	0.09054%		2	Пошкодження: Механічні пошкодження кабелю, пошкодження ізоляції токопроводних жил, пошкодження болтових з'єднань	Виконано комплексне технічне обслуговування КЛ	2020	3.21	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
347	Херсонське ВДРМ	ЗТП-915 1Т (КЛ-6кВ від РП-Шенгеля яч.16 до ТП-915-2)	6-20 кВ	239	1	962	0.07226%		1	Незадовільний технічний стан кабелю: велика кількість муфт на 1 км кабелю, КЛ відрацювала строк експлуатації, при перевірці підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції, КЛ прокладено по приватній території, наявні пошкодження ізоляції	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту КЛ	2021	10.63	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт

444	Новокаховське ВДРМ	РП-1яч13 (КЛ-6 ТП-24 РУ-6 яч4 до ТП-16 РУ-6 яч 6, пошкодження КЛ-6 ТП-20 РУ-6 яч4 до ТП-36 РУ-6 яч3)	6-20 кВ	2919	2	58	0.05321%		2	Зменшення відстані між кабелями, механічні пошкодження кабелю, пошкодження ізоляції	Виконано комплексне технічне обслуговування КЛ	2020	2.89	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
461	Херсонське ВДРМ	КТП-675 (КЛ-10кВ от ТП-675 на ВЛ-10кВ Ф-4014)	6-20 кВ	183	2	878	0.05050%		2	Пошкодження болтових з'єднань, механічні пошкодження кабелю	Виконано комплексне технічне обслуговування КЛ	2020	2.31	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
471	Херсонське ВДРМ	КТП-262 (КЛ-6кВ от ТП-28 на ВЛ-6кВ Ф-2104 к ТП-33)	6-20 кВ	199	3	786	0.04916%		3	Зменшення відстані між кабелями, пошкодження ізоляції токопровідних жил, забруднення ізоляції	Виконано комплексне технічне обслуговування КЛ	2020	2.14	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
513	Херсонське ВДРМ	КТП-1070 (КЛ-6кВ від ТП-28 на ВЛ-6кВ до ТП-33)	6-20 кВ	216	3	650	0.04413%		3	Механічні пошкодження кабелю, пошкодження ізоляції токопровідних жил	Виконано комплексне технічне обслуговування КЛ	2020	1.76	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
652	Херсонське ВДРМ	РП-Шмидта яч№15 (КЛ-6кВ від ТП-412-1с до РП-Шмидта яч.15)	6-20 кВ	1063	1	98	0.03274%		1	Зменшення відстані між кабелями, забруднення ізоляції, пошкодження болтових з'єднань	Виконано комплексне технічне обслуговування КЛ	2020	1.56	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
685	Херсонське ВДРМ	ЗТП-524 1Т (КЛ 10кв в ячейке РУ-10кВ до тр-ру 1Т)	6-20 кВ	152	1	645	0.03081%		1	Пошкодження ізоляції токопровідних жил	Виконано комплексне технічне обслуговування КЛ	2020	3.25	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
734	Херсонське ВДРМ	ЗТП-500 (КЛ-6 кВ від ТП-172 до ТП-500)	6-20 кВ	156	1	572	0.02804%		1	Механічне пошкодження кабелю, пошкодження ізоляції токопровідних жил	Реконструкція	2021	332.22	Амортизація	Інвестиційна програма
790	Херсонське ВДРМ	КТП-1155 (КЛ-6кВ від ТП-27 до РП Черноморської)	6-20 кВ	53	6	1536	0.02559%		6	Пошкодження болтових з'єднань	Виконано комплексне технічне обслуговування КЛ	2020	2.84	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
815	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-70 2Т (КЛ-6кВ от яч.4 до тр-ра 2Т)	6-20 кВ	365	1	213	0.02443%		1	Пошкодження КЛ-6 кВ через протікання даху.	Виконано комплексне технічне обслуговування КЛ	2020	3.70	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
859	Херсонське ВДРМ	РП-32яч№15доЗТП-5282сш	6-20 кВ	767	1	95	0.02290%		1	Пошкодження КЛ-10кВ ТП-523-2 к ТП-525-2 Забруднення ізоляції, механічні пошкодження кабелю	Виконано комплексне технічне обслуговування КЛ	2020	2.19	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
935	Херсонське ВДРМ	КТП-87 (КЛ-6 в кабельній розділці к ТП-87)	6-20 кВ	286	1	230	0.02067%		1	Пошкодження ізоляції токопровідних жил, механічні пошкодження кабелю	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування КЛ	2021	3.16	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
951	Херсонське ВДРМ	ЗТП-70 1Т (КЛ-6кВ від яч.4 до тр-ра 2Т)	6-20 кВ	303	1	213	0.02028%		1	Забруднення ізоляції, пошкодження ізоляції токопровідних жил, пошкодження болтових з'єднань	Виконано комплексне технічне обслуговування КЛ	2020	3.70	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
1075	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-16 1Т (КЛ-6 ТП-24 РУ-6 яч4 до ТП-16 РУ-6 яч 6 та КЛ-6 ТП-20 РУ-6 яч4 до ТП-36 РУ-6 яч3)	6-20 кВ	319	6	169	0.01694%		6	Зменшення відстані між кабелями	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування КЛ	2021	1.26	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
1086	Новокаховське ВДРМ	РП-6 яч16 (КЛ-10кВ от РП-6 яч.16 до ТП-76 яч.2)	6-20 кВ	623	2	85	0.01664%		2	Забруднення ізоляції, пошкодження болтових з'єднань	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування КЛ	2021	1.46	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
1127	Каховське ВДРМ	ЗТП-341 (КЛ-10кВ від тр-ра 1Т до Р-ТП-341)	6-20 кВ	134	2	370	0.01558%		2	Пошкодження болтових з'єднань	Виконано комплексне технічне обслуговування КЛ	2020	1.45	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
1138	Херсонське ВДРМ	РП-Шенгеля 1Т (КЛ-6кВ від РП-Шенгеля яч.16 до ТП-915-2)	6-20 кВ	597	1	82	0.01539%		1	Пошкодження ізоляції токопровідних жил, механічні пошкодження кабелю	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту КЛ	2021	10.63	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1250	Чаплинське ВДРМ	ЗТП-508 1Т (КЛ-10 від ВН-10 до ТР-ра на ТП-508)	6-20 кВ	36	2	1182	0.01337%		2	Пошкодження муфти КЛ-10 від ВН-10 до ТР-ра на ТП-508	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування КЛ	2021	1.60	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
1328	Генічеське ВДРМ	КТП-173 (Пошкодження КЛ-10 по Ф-4)	6-20 кВ	101	5	386	0.01225%		5	Механічні пошкодження кабелю	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування КЛ	2021	1.57	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
1337	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-54 2Т (КЛ-10 РУ-10 ТП-54 яч7 до трансформатора 2Т)	6-20 кВ	311	1	124	0.01212%		1	Пошкодження ізоляції токопровідних жил, забруднення ізоляції	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування КЛ	2021	2.66	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
1491	Херсонське ВДРМ	ЗТП-692 2Т (КЛ-10 від ВН-10 яч. 4 до ТР-2)	6-20 кВ	292	1	113	0.01037%		1	Механічні пошкодження кабелю, пошкодження болтових з'єднань	Виконано комплексне технічне обслуговування КЛ	2020	1.50	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
1576	Херсонське ВДРМ	ЗТП-266 1Т (КЛ-6кВ від ТП-127 до ТП-266)	6-20 кВ	369	1	81	0.00939%		1	Пошкодження болтових з'єднань	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування КЛ	2021	1.53	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
1750	Херсонське ВДРМ	ЗТП-518 1Т (КЛ-10 кВ от яч. 3 к ТР-1)	6-20 кВ	399	1	63	0.00790%		1	Пошкодження муфти КЛ-10 кВ от яч. 3 к ТР-1	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного капітального ремонту КЛ	2021	2.46	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт
1830	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-234 2Т (КЛ-10 від РУ-10 до трансформатора 2Т)	6-20 кВ	411	1	57	0.00736%	1	0	Пошкодження ізоляції токопровідних жил	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування КЛ	2021	3.07	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
1865	Генічеське ВДРМ	КТП-182 (КЛ-10 по Ф-4)	6-20 кВ	59	5	386	0.00716%		5	Механічні пошкодження кабелю, пошкодження болтових з'єднань	Виконано комплексне технічне обслуговування КЛ	2020	2.19	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
2009	Новокаховське ВДРМ	РП-6яч11 (КЛ-10кВ от РП-6 яч.11 к ТП-57 яч.10)	6-20 кВ	386	1	52	0.00631%		1	Пошкодження болтових з'єднань	Виявлені дефекти відносяться до категорії робіт з комплексного технічного обслуговування КЛ	2021	1.51	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування
2195	Новокаховське ВДРМ	ЗТП-29 1Т (КЛ-6кВ ЗТП-29 – ЗТП-37 ф.624)	6-20 кВ	412	2	41	0.00531%			Незадовільний технічний стан кабелю: кількість муфт перевищує гранично допустиму кількість, КЛ відпрацювала строк експлуатації, при випробуванні підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції, КЛ проходить під проміжною частиною, по трасі насиченій інженерними комунікаціями, що ускладнює проведення робіт, під діями впорядкованими згідно правил благоустрою	Реконструкція	2022	2011.30	Амортизація	Інвестиційна програма
2458	Херсонське ВДРМ	3302-а (КЛ 10кВ ТП-841 – ТП-843)	6-20 кВ	609	1	22	0.00421%		1	Незадовільний технічний стан кабелю: кількість з'єднувальних муфт значно перевищує гранично допустиму кількість, КЛ відпрацювала строк експлуатації, у наслідок чого збільшилась кількість пошкоджень, при випробуванні підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції, КЛ прокладено між будинками та тротуарами по території впорядкованій згідно правил благоустрою, що ускладнює проведення робіт	Реконструкція	2022	896.13	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	2816 (КЛ 6кВ ТП-274 – ТП-378)	6-20 кВ	3709	0	0	0.00000%		0	Відключення можливе у будь-який момент через старіння ізоляції, переріз кабелю не відповідає струмовому навантаженню	Реконструкція КЛ 6кВ ТП-274 – ТП-378 у м.Херсон	2022	2031.99	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	2816 (КЛ 6кВ ТП-235 – ТП-758)	6-20 кВ	3709	0	0	0.00000%		0	Відключення можливе у будь-який момент через старіння ізоляції, переріз кабелю не відповідає струмовому навантаженню	Реконструкція КЛ 6кВ ТП-235 – ТП-758 у м.Херсон	2022	624.85	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	Рек-1Ф-3408 (КЛ 6кВ від РП Мост яч.11 на ВЛ6кВ ф."3408" оп.136)	6-20 кВ	780	0	0	0.00000%		0	Відключення фідеру більше 24 год у минулих роках.	Реконструкція КЛ 6кВ РП Мост-ТП-81 у м.Херсон	2022	2721.94	Амортизація	Інвестиційна програма

	Херсонське ВДРМ	Ф-2302	6-20 кВ	1308	0	0	0.00000%	0	Незадовільний технічний стан кабелю: кількість муфт перевищує гранично допустиму кількість, КЛ відпрацювала строк експлуатації, при випробуванні підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції, КЛ проходить під проїзною частиною, по трасі насиченій інженерними комунікаціями, що ускладнює проведення робіт, під ділянками впорядкованими згідно правил благоустрою	Реконструкція КЛ 6кВ ТП-220 – ТП-206 у м.Херсон	2022	1544.40	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	2425	6-20 кВ	550	0	0	0.00000%	0	Відключення можливе у будь-який момент через старіння ізоляції, переріз кабелю не відповідає струмовому навантаженню	Реконструкція дволанцюгової КЛ 10кВ ПС Северная-ТП-521 у м.Херсон	2022	2341.80	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	3003 та 3020-а	6-20 кВ	3395	0	0	0.00000%	0	Відключення можливе у будь-який момент через старіння ізоляції, переріз кабелю не відповідає струмовому навантаженню	Реконструкція дволанцюгової КЛ 6кВ ПС Строительная – ТП-682 у м.Херсон	2022	6491.00	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	2122	6-20 кВ	1875	0	0	0.00000%	0	Незадовільний технічний стан кабелю: кількість муфт на 1 км кабелю значно перевищує допустиму, КЛ відпрацювала термін експлуатації, у зв'язку з чим почастилися пошкодження, КЛ проходить під проїзними частинами та по території впорядкованій згідно правил благоустрою, що ускладнює проведення робіт	Реконструкція КЛ 6кВ ТП-9 – ТП-77 у м.Херсон	2022	1038.35	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	2513	6-20 кВ	2950	0	0	0.00000%	0	Незадовільний технічний стан кабелю: кількість з'єднувальних муфт значно перевищує гранично допустиму кількість, КЛ відпрацювала строк експлуатації, у наслідок чого збільшилась кількість пошкоджень, при випробуванні підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції, КЛ прокладено між будинками та тротуарами по території впорядкованій згідно правил благоустрою, що ускладнює проведення робіт	Реконструкція КЛ 6кВ від ТП-601 до ТП-602 у м.Херсоні	2022	709.01	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	2513	6-20 кВ	2950	0	0	0.00000%	0	Незадовільний технічний стан кабелю: кількість муфт перевищує гранично допустиму кількість, КЛ відпрацювала строк експлуатації, при випробуванні підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції, КЛ проходить під проїзною частиною, по трасі насиченій інженерними комунікаціями, що ускладнює проведення робіт, під ділянками впорядкованими згідно правил благоустрою	Реконструкція дволанцюгової КЛ 6 кВ від ТП-601 до ТП-603 у м.Херсоні	2022	1073.31	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	2513	6-20 кВ	2950	0	0	0.00000%	0	Незадовільний технічний стан кабелю: кількість муфт перевищує гранично допустиму кількість, КЛ відпрацювала строк експлуатації, при випробуванні підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції, КЛ проходить під проїзною частиною, по трасі насиченій інженерними комунікаціями, що ускладнює проведення робіт, під ділянками впорядкованими згідно правил благоустрою	Реконструкція КЛ 6 кВ від ТП-603 до ТП-604 у м.Херсоні	2022	1146.82	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	2210	6-20 кВ	2074	0	0	0.00000%	0	Відключення можливе у будь-який момент через старіння ізоляції, переріз кабелю не відповідає струмовому навантаженню	Реконструкція КЛ 6кВ від ТП-821- до ТП-822 у м.Херсон	2022	317.54	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	3306 та 3320	6-20 кВ	4668	0	0	0.00000%	0	Відключення можливе у будь-який момент через старіння ізоляції, переріз кабелю не відповідає струмовому навантаженню	Реконструкція дволанцюгової КЛ 10кВ від ТП-683- до ТП-689 у м.Херсон	2022	2065.67	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	3512	6-20 кВ	125	0	0	0.00000%	0	Відключення можливе у будь-який момент через старіння ізоляції, переріз кабелю не відповідає струмовому навантаженню	Реконструкція КЛ 6 кВ від ТП-53 до ТП-484 у м.Херсоні	2022	545.93	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	3306 та 3320	6-20 кВ	4668	0	0	0.00000%	0	Відключення можливе у будь-який момент через старіння ізоляції, переріз кабелю не відповідає струмовому навантаженню	Реконструкція КЛ 6кВ від ПС "Комсомольська" до ТП-324, м.Херсон	2022	3043.39	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	2124	6-20 кВ	757	0	0	0.00000%	0	Відключення можливе у будь-який момент через старіння ізоляції, переріз кабелю не відповідає струмовому навантаженню	Реконструкція КЛ 6кВ від ТП-159 до ТП-451, м.Херсон	2022	669.84	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	2128	6-20 кВ	1177	0	0	0.00000%	0	Незадовільний технічний стан кабелю: кількість муфт на 1 км кабелю значно перевищує допустиму, КЛ відпрацювала термін експлуатації, у зв'язку з чим почастилися пошкодження, КЛ проходить під проїзними частинами та по території впорядкованій згідно правил благоустрою, що ускладнює проведення робіт	Реконструкція КЛ 6кВ від ТП-36- до ТП-400, м.Херсон	2022	442.54	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	2108	6-20 кВ	151	0	0	0.00000%	0	Відключення можливе у будь-який момент через старіння ізоляції, переріз кабелю не відповідає струмовому навантаженню	Реконструкція КЛ 6кВ від ТП-36 до ТП-238, м.Херсон	2022	686.21	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	3306 та 3320	6-20 кВ	3977	0	0	0.00000%	0	Незадовільний технічний стан кабелю: кількість з'єднувальних муфт значно перевищує гранично допустиму кількість, КЛ відпрацювала строк експлуатації, у наслідок чого збільшилась кількість пошкоджень, при випробуванні підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції, КЛ прокладено між будинками та тротуарами по території впорядкованій згідно правил благоустрою, що ускладнює проведення робіт	Реконструкція дволанцюгової КЛ 10кВ від ПС "Сухарная" до ТП-826 у м.Херсон	2022	1629.57	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	2412	6-20 кВ	1162	0	0	0.00000%	0	Відключення можливе у будь-який момент через старіння ізоляції, переріз кабелю не відповідає струмовому навантаженню	Реконструкція КЛ 10кВ від ТП-692 до ТП-663 у м.Херсон	2022	1086.21	Амортизація	Інвестиційна програма

	Херсонське ВДРМ	2114	6-20 кВ	2315	0	0	0.00000%	0	Незадовільний технічний стан кабелю: кількість з'єднувальних муфт значно перевищує гранично допустиму кількість, КЛ відпрацювала строк експлуатації, у наслідок чого збільшилась кількість пошкоджень, при випробуванні підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції, КЛ прокладено між будинками та тротуарами по території впорядкованій згідно правил благоустрою, що ускладнює проведення робіт	Реконструкція КЛ 6 кВ від ПС Комсомольская до ТП-160 у м.Херсоні	2022	1294.54	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	2133	6-20 кВ	235	0	0	0.00000%	0	Незадовільний технічний стан кабелю: кількість муфт перевищує гранично допустиму кількість, КЛ відпрацювала строк експлуатації, при випробуванні підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції, КЛ проходить під проїзною частиною, по трасі насиченій інженерними комунікаціями, що ускладнює проведення робіт, під ділянками впорядкованими згідно правил благоустрою	Реконструкція КЛ 6кВ від ПС "Комсомольская" до ТП-156, м.Херсон	2022	687.82	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	820	6-20 кВ	696	0	0	0.00000%	0	Незадовільний технічний стан кабелю: кількість муфт на 1 км кабелю значно перевищує допустиму, КЛ відпрацювала термін експлуатації, у зв'язку з чим почастишали пошкодження, КЛ проходить під проїзними частинами та по території впорядкованій згідно правил благоустрою, що ускладнює проведення робіт	Реконструкція ПЛ 10 кВ Ф-820 в частині заміни КЛ 10 кВ від ПС 150/35/10 Посад-Покровська Ф-820 до оп. 1 ПЛ 10 кВ Ф-820 у с. П.Покрівці	2022	360.21	Амортизація	Інвестиційна програма
656	Херсонське ВДРМ	814	6-20 кВ	557	0	0	0.00000%	0	Незадовільний технічний стан кабелю: кількість муфт перевищує гранично допустиму кількість, КЛ відпрацювала строк експлуатації, при випробуванні підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції, КЛ проходить під проїзною частиною, по трасі насиченій інженерними комунікаціями, що ускладнює проведення робіт, під ділянками впорядкованими згідно правил благоустрою	Реконструкція ПЛ 10 кВ Ф-814 в частині заміни КЛ 10 кВ від ПС 150/35/10 Посад-Покровська Ф-814 до оп. 1 ПЛ 10 кВ Ф-814 у с. П.Покрівці	2022	340.12	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	3732	6-20 кВ	2868	0	0	0.00000%	0	Відключення можливе у будь-який момент через старіння ізоляції, переріз кабелю не відповідає струмовому навантаженню	Реконструкція дволанцюгової КЛ 6кВ ТП-760 – ТП-910 у м.Херсон	2022	529.42	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	3529	6-20 кВ	3562	0	0	0.00000%	0	Відключення можливе у будь-який момент через старіння ізоляції, переріз кабелю не відповідає струмовому навантаженню	Реконструкція КЛ 6кВ ТП-18 – ТП-256 у м.Херсон	2022	529.42	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	2818	6-20 кВ	2085	0	0	0.00000%	0	Відключення можливе у будь-який момент через старіння ізоляції, переріз кабелю не відповідає струмовому навантаженню	Реконструкція КЛ 6кВ ТП-152 – ТП-550 у м.Херсон	2022	1472.24	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	2106	6-20 кВ	1914	0	0	0.00000%	0	Незадовільний технічний стан кабелю: кількість муфт перевищує гранично допустиму кількість, КЛ відпрацювала строк експлуатації, при випробуванні підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції, КЛ проходить під проїзною частиною, по трасі насиченій інженерними комунікаціями, що ускладнює проведення робіт, під ділянками впорядкованими згідно правил благоустрою	Реконструкція КЛ 6кВ ТП-474 – ТП-140 у м.Херсон	2022	1093.21	Амортизація	Інвестиційна програма
	Херсонське ВДРМ	2217	6-20 кВ	2349	0	0	0.00000%	0	Незадовільний технічний стан кабелю: кількість з'єднувальних муфт значно перевищує гранично допустиму кількість, КЛ відпрацювала строк експлуатації, у наслідок чого збільшилась кількість пошкоджень, при випробуванні підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції, КЛ прокладено між будинками та тротуарами по території впорядкованій згідно правил благоустрою, що ускладнює проведення робіт	Будівництво КЛ-6кВ ТП-816 – ТП-818 у м.Херсон	2022	1193.84	Амортизація	Інвестиційна програма
	Новокаховське ВДРМ	624	6-20 кВ	3953	0	0	0.00000%	0	Незадовільний технічний стан кабелю: кількість муфт перевищує гранично допустиму кількість, КЛ відпрацювала строк експлуатації, при випробуванні підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції, КЛ проходить під проїзною частиною, по трасі насиченій інженерними комунікаціями, що ускладнює проведення робіт, під ділянками впорядкованими згідно правил благоустрою	Реконструкція КЛ-6кВ ф.624 Каховська 330 до ЗТП-71 у м.Н.Каховка	2022	728.38	Амортизація	Інвестиційна програма
	Новокаховське ВДРМ	624	6-20 кВ	3953	0	0	0.00000%	0	Незадовільний технічний стан кабелю: кількість муфт на 1 км кабелю значно перевищує допустиму, КЛ відпрацювала термін експлуатації, у зв'язку з чим почастишали пошкодження, КЛ проходить під проїзними частинами та по території впорядкованій згідно правил благоустрою, що ускладнює проведення робіт	Реконструкція КЛ-6кВ ЗТП-29 – ЗТП-37 ф.624 у м.Н.Каховка	2022	1179.70	Амортизація	Інвестиційна програма
	Новокаховське ВДРМ	601	6-20 кВ	2919	0	0	0.00000%	0	Незадовільний технічний стан кабелю: кількість муфт перевищує гранично допустиму кількість, КЛ відпрацювала строк експлуатації, при випробуванні підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції, КЛ проходить під проїзною частиною, по трасі насиченій інженерними комунікаціями, що ускладнює проведення робіт, під ділянками впорядкованими згідно правил благоустрою	Реконструкція КЛ-6кВ ЗТП-20 – ЗТП-36 ф.601 у м.Н.Каховка	2022	903.46	Амортизація	Інвестиційна програма
	Новокаховське ВДРМ	601	6-20 кВ	2919	0	0	0.00000%	0	Незадовільний технічний стан кабелю: кількість муфт перевищує гранично допустиму кількість, КЛ відпрацювала строк експлуатації, при випробуванні підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції, КЛ проходить під проїзною частиною, по трасі насиченій інженерними комунікаціями, що ускладнює проведення робіт, під ділянками впорядкованими згідно правил благоустрою	Реконструкція КЛ-6кВ ЗТП-36 – ЗТП-24 ф.601 у м.Н.Каховка	2022	2011.30	Амортизація	Інвестиційна програма

	Новокаховське ВДРМ	47	6-20 кВ	1415	0	0	0.00000%	0	Незадовільний технічний стан кабелю: кількість муфт на 1 км кабелю значно перевищує допустиму, КЛ відпрацювала термін експлуатації, у зв'язку з чим почастилися пошкодження, КЛ проходить під прозіними частинами та по території впорядкованій згідно правил благоустрою, що ускладнює проведення робіт	Реконструкція КЛ-10кВ ЗТП-51 – оп.№1 ПЛ-10кВ ф.47 ПС-35/10 «Порт» у м. Таврійськ	2022	762.48	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Каховське ВДРМ	Будівництво КЛ-10кВ ТП-31 – ТП-32 у м.Каховка	6-20 кВ	-	-	-	-		Часті пошкодження існуючого кабелю, існуючий кабель не знаходиться на балансі товариства, що ускладнює проведення аварійних робіт	Будівництво	2022	856.52	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Каховське ВДРМ	Будівництво КЛ-6кВ ТП-479 – ТП-138 у м.Каховка	6-20 кВ	-	-	-	-		Часті пошкодження існуючого кабелю, існуючий кабель не знаходиться на балансі товариства, що ускладнює проведення аварійних робіт	Будівництво	2022	368.64	Амортизація	Інвестиційна програма	
6. КЛ-0,4 кВ															
191	Херсонське ВДРМ	ТП-127 Л-4 (від ЗТП-127) (КЛ-0,4кВ від к.я. ж.д ул. 40 лет Октября, 114Д к.я. "Енергомаркет")	0,4 кВ	180	2	1988	0.11246%	2	Незадовільний технічний стан кабелю: велика кількість муфт на 1 км кабелю, пошкодження резервних ниток, житловий будинок без резервування, аварійні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД, КЛ прокладено під територією, впорядкованою згідно правил благоустрою, що ускладнює проведення робіт	Реконструкція (Реконструкція чотирьох КЛ 0,4 кВ від ТП-127 у м.Херсон)	2022	496.35	Амортизація	Інвестиційна програма	
419	Херсонське ВДРМ	ТП-505Л-3(відЗТП-505) (КЛ 0,4 кВ від ТП-505 до ПЛ-0,4 кВ вул. Махарадзе в бік 5а, 6а, 7а, 8а Західна)	0,4 кВ	91	14	1985	0.05677%	14	Пошкодження ізоляції токопроводних жил, механічні пошкодження кабелю, пошкодження болтових з'єднань	Виконано комплексне технічне обслуговування КЛ	2020	2.77	Витрати на ремонт	Технічне обслуговування	
576	Херсонське ВДРМ	ТП-227 Л-4 (від ЗТП-227) (КЛ 0,4 кВ від ТП-27 на ВЛ-6кВ оп.13 к РП-Чорноморському яч.5.)	0,4 кВ	87	2	1402	0.03833%	2	Зменшення відстані між кабелями, пошкодження ізоляції токопроводних жил, забруднення ізоляції	Реконструкція	2022	43.76	Амортизація	Інвестиційна програма	
1447	Херсонське ВДРМ	ТП-2481ТЛ-3(відЗТП-2481Т) (КЛ-0,4 кВ від ТП-248 до ж/б Залагерсег, 5)	0,4 кВ	66	1	525	0.01089%	1	Незадовільний технічний стан кабелю: кількість муфт на 1 км кабелю значно перевищує нормативну, одна нитка пошкоджена, житловий будинок без резервування, на другій нитці пошкоджена нульова оболонка, лабораторними методами місце пошкодження визначити неможливо, КЛ прокладено по трасі під тротуарами та ділянками впорядкованими згідно правил благоустрою, що ускладнює проведення земляних робіт	Реконструкція	2022	1238.56	Амортизація	Інвестиційна програма	
2098	Херсонське ВДРМ	РЩЗалаг5(відТП-2481ТЛ-3) (КЛ-0,4 кВ від ТП-248 до ж/б Залагерсег, 5)	0,4 кВ	66	1	282	0.00585%	1	Покшкодження КЛ до ж/б Залагерсег, 5 Незадовільний технічний стан кабелю: кількість муфт на 1 км кабелю значно перевищує нормативну, одна нитка пошкоджена, житловий будинок без резервування, на другій нитці пошкоджена нульова оболонка, лабораторними методами місце пошкодження визначити неможливо, КЛ прокладено по трасі під тротуарами та ділянками впорядкованими згідно правил благоустрою, що ускладнює проведення земляних робіт	Реконструкція (Реконструкція двох КЛ 0,4 кВ ТП-248 – ж/б Залагерсег,5 у м.Херсон)	2022	1238.56	Амортизація	Інвестиційна програма	
2204	Херсонське ВДРМ	ТП-8231ТЛ-13(відЗТП-8232Т) (КЛ 0,4 кВ від ТП-823 до Лавренюва, 3)	0,4 кВ	97	2	172	0.00524%	2	Пошкодження ізоляції токопроводних жил, механічні пошкодження кабелю, пошкодження болтових з'єднань	Виконано комплексний капітальний ремонт КЛ	2020	4.82	Витрати на ремонт	Капітальний ремонт	
	Херсонське ВДРМ	КЛ-0,4кВ від ТП-127 до ж/б 40 років Жовтня,116	0,4 кВ	180	0	0	0.00000%	0	Строк експлуатації КЛ перевищує 40 років, оболонка кабелю пошкоджена, відключалась у 2000-х роках	Реконструкція (Реконструкція КЛ-0,4кВ від ТП-127 до ж/б 40 років Жовтня,116 у м.Херсон)	2022	298.51	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	КЛ 0,4 кВ ТП-584	0,4 кВ	130	0	0	0.00000%	0	Строк експлуатації КЛ перевищує 40 років, виконано трижильним, відключалась у 2000-х роках	Реконструкція (Реконструкція двох КЛ 0,4 кВ ТП-584 у м.Херсон)	2022	298.14	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	КЛ 0,4 кВ ТП-250 – ж/б І.Куліка,132	0,4 кВ	1	0	0	0.00000%	0	Строк експлуатації КЛ перевищує 40 років, виконано трижильним, відключалась у 2000-х роках	Реконструкція (Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-250 – ж/б І.Куліка,132 у м.Херсон)	2022	396.90	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	КЛ 0,4 кВ ТП-611 – ж/б Берислаське шосе,12	0,4 кВ	202	0	0	0.00000%	0	Строк експлуатації КЛ перевищує 30 років, виконано трижильним, відключалась у 2000-х роках, пошкоджено оболонку	Реконструкція (Реконструкція двох КЛ 0,4 кВ ТП-611 – ж/б Берислаське шосе,12 у м.Херсон)	2022	343.72	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	КЛ 0,4 кВ ТП-611 – ж/б Берислаське шосе,12а	0,4 кВ	174	0	0	0.00000%	0	Строк експлуатації КЛ перевищує 30 років, виконано трижильним, відключалась у 2000-х роках, пошкоджено оболонку	Реконструкція (Реконструкція двох КЛ 0,4 кВ ТП-611 – ж/б Берислаське шосе,12а у м.Херсон)	2022	401.02	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	КЛ 0,4 кВ ТП-453 – ж/б І.Куліка,29 к.я.1	0,4 кВ	355	0	0	0.00000%	0	Строк експлуатації КЛ перевищує 40 років, виконано трижильним, пошкоджені оболонки, відключалась у 2000-х роках	Реконструкція (Реконструкція двох КЛ 0,4 кВ ТП-453 – ж/б І.Куліка,29 к.я.1 у м.Херсон)	2022	277.44	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	КЛ 0,4 кВ ТП-453 – ж/б І.Куліка,29 к.я.2	0,4 кВ	355	0	0	0.00000%	0	Строк експлуатації КЛ перевищує 40 років, виконано трижильним, пошкоджені оболонки, відключалась у 2000-х роках	Реконструкція (Реконструкція двох КЛ 0,4 кВ ТП-453 – ж/б І.Куліка,29 к.я.2 у м.Херсон)	2022	339.08	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	КЛ 0,4 кВ ТП-518	0,4 кВ	476	0	0	0.00000%	0	Строк експлуатації КЛ перевищує 30 років, виконано трижильним, відключалась у 2000-х роках	Реконструкція (Реконструкція двох КЛ 0,4 кВ ТП-518 у м.Херсон)	2022	641.21	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	КЛ 0,4 кВ ТП-510	0,4 кВ	107	0	0	0.00000%	0	Строк експлуатації КЛ перевищує 40 років, виконано трижильним, пошкоджені оболонки, відключалась у 2000-х роках	Реконструкція (Реконструкція чотирьох КЛ 0,4 кВ ТП-510 у м.Херсон)	2022	645.54	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	КЛ 0,4 кВ ТП-532 – ж/б просп. Сенявіна,146	0,4 кВ	121	0	0	0.00000%	0	Строк експлуатації КЛ перевищує 30 років, виконано трижильним, відключалась у 2000-х роках, пошкоджено оболонку	Реконструкція (Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-532 – ж/б просп. Сенявіна,146 у м.Херсон)	2022	510.51	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	КЛ 0,4 кВ ТП-44 – ПЛ-0,4кВ вул. 9-го Січня	0,4 кВ	67	0	0	0.00000%	0	Строк експлуатації КЛ перевищує 40 років, пошкоджено кабель, на сьогоднішній день відключено	Реконструкція (Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-44 – ПЛ-0,4кВ вул. 9-го Січня у м.Херсон)	2022	282.35	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	КЛ 0,4 кВ від ТП-5	0,4 кВ	131	0	0	0.00000%	0	Строк експлуатації КЛ перевищує 40 років, пошкоджені оболонки, відключалась у 2000-х роках	Реконструкція (Реконструкція чотирьох КЛ 0,4 кВ від ТП-5 у м.Херсон)	2022	603.36	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	КЛ 0,4 кВ ТП-150 – Дитсадок	0,4 кВ	1	0	0	0.00000%	0	Строк експлуатації КЛ перевищує 40 років, виконано трижильним, пошкоджені оболонки, відключалась у 2000-х роках	Реконструкція (Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-150 – Дитсадок у м.Херсон)	2022	421.88	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	КЛ 0,4 кВ ТП-814 – ж/б Будівельників, 14	0,4 кВ	71	0	0	0.00000%	0	Строк експлуатації КЛ перевищує 40 років, виконано трижильним, пошкоджені оболонки, відключалась у 2000-х роках	Реконструкція (Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-814 – ж/б Будівельників, 14 у м.Херсон)	2022	284.36	Амортизація	Інвестиційна програма	

	Херсонське ВДРМ	КЛ 0,4 кВ ТП-814 – ж/б Робоча, 209	0,4 кВ	127	0	0	0.00000%		0	Строк експлуатації КЛ перевищує 40 років, виконано трижильним, відключалась у 2000-х роках.	Реконструкція (Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-814 – ж/б Робоча, 209 м.Херсон)	2022	118.15	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	КЛ 0,4 кВ ТП-580	0,4 кВ	170	0	0	0.00000%		0	Строк експлуатації КЛ перевищує 40 років, виконано трижильним, відключалась у 2000-х роках.	Реконструкція (Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-814 – ж/б Робоча, 209 м.Херсон)	2022	801.32	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	КЛ 0,4 кВ ТП-391	0,4 кВ	230	0	0	0.00000%		0	Строк експлуатації КЛ перевищує 40 років, пошкоджено оболонку, відключалась у 2000-х роках.	Реконструкція (Реконструкція п'яти КЛ 0,4 кВ ТП-391 у м.Херсон)	2022	681.59	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	КЛ 0,4 кВ від ТП-609	0,4 кВ	210	0	0	0.00000%		0	Строк експлуатації КЛ перевищує 40 років, пошкоджено оболонку, відключалась у 2000-х роках.	Реконструкція (Реконструкція трьох КЛ 0,4 кВ від ТП-609 у м.Херсон)	2022	718.31	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Херсонське ВДРМ	КЛ 0,4 кВ ТП-140 – ж/б Московська, 3	0,4 кВ	60	0	0	0.00000%		0	Строк експлуатації КЛ перевищує 40 років, пошкоджено оболонку, відключалась у 2000-х роках.	Реконструкція (Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-140 – ж/б Московська, 3 у м.Херсон)	2022	82.38	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Новокаховське ВДРМ	КЛ 0,4 кВ ЗТП-24 – ж/б Дружби, 27	0,4 кВ	84	0	0	0.00000%		0	Строк експлуатації КЛ перевищує 30 років, відключалась у 2000-х роках, пошкоджено оболонку.	Реконструкція (Реконструкція КЛ 0,4 кВ ЗТП-24 – ж/б Дружби, 27 у м.Н.Каховка)	2022	471.73	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Новокаховське ВДРМ	КЛ 0,4 кВ ЗТП-23 – ж/б Букина, 56	0,4 кВ	84	0	0	0.00000%		0	Строк експлуатації КЛ перевищує 40 років, пошкоджено оболонку, відключалась у 2000-х роках.	Реконструкція (Реконструкція КЛ 0,4 кВ ЗТП-23 – ж/б Букина, 56 у м.Н.Каховка)	2022	203.82	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Новокаховське ВДРМ	КЛ 0,4 кВ ЗТП-94 – ж/б Горького, 34	0,4 кВ	164	0	0	0.00000%		0	Строк експлуатації КЛ перевищує 30 років, відключалась у 2000-х роках, пошкоджено оболонку.	Реконструкція (Реконструкція КЛ 0,4 кВ ЗТП-94 – ж/б Горького, 34 у м.Н.Каховка)	2022	421.78	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Новокаховське ВДРМ	КЛ 0,4 кВ ЗТП-68 – ж/б 1 Травня, 187	0,4 кВ	58	0	0	0.00000%		0	Строк експлуатації КЛ перевищує 30 років, відключалась у 2000-х роках, пошкоджено оболонку.	Реконструкція (Реконструкція КЛ 0,4 кВ ЗТП-68 – ж/б 1 Травня, 187 у м.Берислав)	2022	218.69	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Новокаховське ВДРМ	КЛ 0,4 кВ ЗТП-17 від оп.№7 ПЛ-0,4кВ Л-7 ЗТП-17 до ж/б Першотравнева, 14	0,4 кВ	36	0	0	0.00000%		0	Строк експлуатації КЛ перевищує 30 років, пошкоджено оболонку, відключалась у 2000-х роках.	Реконструкція (Реконструкція КЛ 0,4 кВ ЗТП-17 від оп.№7 ПЛ-0,4кВ Л-7 ЗТП-17 до ж/б Першотравнева, 14 у м.Н.Каховка)	2022	158.98	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Новокаховське ВДРМ	КЛ 0,4кВ ЗТП-56 – ж/б Перемоги, 4	0,4 кВ	195	0	0	0.00000%		0	Строк експлуатації КЛ перевищує 30 років, відключалась у 2000-х роках, пошкоджено оболонку.	Реконструкція (Реконструкція КЛ 0,4кВ ЗТП-56 – ж/б Перемоги, 4 у м.Н.Каховка)	2022	364.33	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Каховське ВДРМ	Будівництво КЛ 0,4кВ ТП-480 – ж/б Мелітопольська, 186 у м.Каховка	0,4 кВ	60	-	-	-			Часті пошкодження існуючого кабелю, існуючий кабель не знаходиться на балансі товариства, що ускладнює проведення аварійних робіт	Будівництво	2022	1654.21	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Каховське ВДРМ	Будівництво КЛ 0,4кВ ТП-13 – ж/б Набережна, 7 у м.Каховка	0,4 кВ	36	-	-	-			Часті пошкодження існуючого кабелю, існуючий кабель не знаходиться на балансі товариства, що ускладнює проведення аварійних робіт	Будівництво	2022	1581.30	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Каховське ВДРМ	Будівництво КЛ 0,4кВ ТП-13 – ж/б Набережна, 5 у м.Каховка	0,4 кВ	48	-	-	-			Часті пошкодження існуючого кабелю, існуючий кабель не знаходиться на балансі товариства, що ускладнює проведення аварійних робіт	Будівництво	2022	1587.90	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Каховське ВДРМ	Будівництво КЛ 0,4кВ ТП-566 – ж/б Меліораторів, 1А у м.Каховка	0,4 кВ	92	-	-	-			Часті пошкодження існуючого кабелю, існуючий кабель не знаходиться на балансі товариства, що ускладнює проведення аварійних робіт	Будівництво	2022	1457.50	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Каховське ВДРМ	Будівництво КЛ 0,4кВ ЗТП-2 – ж/б Набережна, 23 у м.Каховка	0,4 кВ	21	-	-	-			Часті пошкодження існуючого кабелю, існуючий кабель не знаходиться на балансі товариства, що ускладнює проведення аварійних робіт	Будівництво	2022	1685.30	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Каховське ВДРМ	Будівництво КЛ 0,4кВ ТП-46 – ж/б Миру, 6 у м.Каховка	0,4 кВ	90	-	-	-			Часті пошкодження існуючого кабелю, існуючий кабель не знаходиться на балансі товариства, що ускладнює проведення аварійних робіт	Будівництво	2022	1465.98	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Каховське ВДРМ	Будівництво КЛ 0,4кВ ЗТП-2 – ж/б Кірова, 2 у м.Каховка	0,4 кВ	72	-	-	-			Часті пошкодження існуючого кабелю, існуючий кабель не знаходиться на балансі товариства, що ускладнює проведення аварійних робіт	Будівництво	2022	1584.14	Амортизація	Інвестиційна програма	
	Каховське ВДРМ	Будівництво КЛ 0,4кВ ТП-607 – ж/б Мелітопольська, 180 у м.Каховка	0,4 кВ	26	-	-	-			Часті пошкодження існуючого кабелю, існуючий кабель не знаходиться на балансі товариства, що ускладнює проведення аварійних робіт	Будівництво	2022	1689.50	Амортизація	Інвестиційна програма	
7. Встановлення реклоузерів																
1	Новотроїцьке ВДРМ	Ф-612	6-20 кВ	1437	16	1822	0.8229%		16	Велика протяжність та складна конфігурація ліній, що ускладнює пошук пошкодження.	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2022	856.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
11	Новотроїцьке ВДРМ	Ф-611	6-20 кВ	1457	5	1062	0.4863%	1	4	Відсутність кільцюючих комутаційних апаратів. Велика протяжність лінії ПЛ.	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2021	495.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
12	Голопристанське ВДРМ	Ф-911	6-20 кВ	823	9	1843	0.4767%		9	Відсутність кільцюючих комутаційних апаратів. Велика протяжність лінії ПЛ.	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2022	856.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
16	Великолеське ВДРМ	Ф-333	6-20 кВ	851	4	1619	0.4330%		4	Недостатня кількість секціонуючих комутаційних апаратів. Складна конфігурація лінії ПЛ, що ускладнює пошук пошкодження.	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2022	852.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
17	Новотроїцьке ВДРМ	Ф-614	6-20 кВ	1250	9	1101	0.4325%	2	7	Відсутність секціонуючих комутаційних апаратів. Велика протяжність лінії ПЛ.	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2022	854.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
46	Олешківське ВДРМ	Ф-1942	6-20 кВ	878	3	1039	0.2867%		3	Недостатня кількість секціонуючих та кільцюючих комутаційних апаратів	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2021	495.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
49	Новокаховське ВДРМ	Ф-1005	6-20 кВ	1701	11	521	0.2785%	4	7	Складна конфігурація ліній, що ускладнює пошук пошкодження.	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2022	602.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
59	Великолеське ВДРМ	Ф-321	6-20 кВ	732	3	1096	0.2521%		3	Відсутність кільцюючих комутаційних апаратів. Велика протяжність лінії ПЛ.	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2022	553.41	Амортизація	Інвестиційна програма	
62	Чаплинське ВДРМ	Ф-8545	6-20 кВ	771	8	999	0.2421%		8	Велика протяжність та складна конфігурація ліній, що ускладнює пошук пошкодження.	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2022	859.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
83	Голопристанське ВДРМ	Ф-844	6-20 кВ	304	10	2183	0.2086%		10	Недостатня кількість кільцюючих комутаційних апаратів.	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2021	495.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
138	Великолеське ВДРМ	Ф-322	6-20 кВ	1130	6	415	0.1474%		6	Велика протяжність та складна конфігурація ліній, що ускладнює пошук пошкодження.	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2022	846.00	Амортизація	Інвестиційна програма	
150	Каховське ВДРМ	Ф-102	6-20 кВ	1544	8	288	0.13975%		8	Відсутність кільцюючих комутаційних апаратів. Велика протяжність лінії ПЛ.	Виконано реконструкцію згідно плану інвестиційної програми (встановлення реклоузерів)	2020	553.41	Амортизація	Інвестиційна програма	
154	Великолеське ВДРМ	Ф-322відР-83	6-20 кВ	436	2	979	0.13415%		2	Недостатня кількість секціонуючих комутаційних апаратів. Складна конфігурація лінії ПЛ, що ускладнює пошук пошкодження.	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2022	846.00	Амортизація	Інвестиційна програма	

170	Генієське ВДРМ	Ф-894	6-20 кВ	386	8	1047	0.1270%		8	Недостатня кількість секціонуючих та кільцюючих комутаційних апаратів	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2022	848.00	Амортизація	Інвестиційна програма
183	Генієське ВДРМ	Ф-692	6-20 кВ	290	11	1328	0.1210%	1	10	Недостатня кількість кільцюючих комутаційних апаратів	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2022	841.00	Амортизація	Інвестиційна програма
184	Генієське ВДРМ	Ф-693	6-20 кВ	470	4	799	0.1180%		4	Складна конфігурація лінії, що ускладнює пошук пошкодження	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2021	967.34	Амортизація	Інвестиційна програма
186	Іванівське ВДРМ	Ф-428	6-20 кВ	580	9	643	0.1172%		9	Велика протяжність та складна конфігурація ліній, що ускладнює пошук пошкодження	Виконано реконструкцію згідно плану інвестиційної програми (встановлення реклоузерів)	2020	551.07	Амортизація	Інвестиційна програма
193	Новотроїцьке ВДРМ	Ф-616	6-20 кВ	202	12	1761	0.1118%	1	11	Велика протяжність та складна конфігурація ліній, що ускладнює пошук пошкодження	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2022	867.00	Амортизація	Інвестиційна програма
228	Іванівське ВДРМ	Ф-446	6-20 кВ	363	6	885	0.1010%		6	Велика протяжність та складна конфігурація ліній, що ускладнює пошук пошкодження	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2022	900.76	Амортизація	Інвестиційна програма
250	Новокаховське ВДРМ	Ф-1052	6-20 кВ	399	9	760	0.0953%	3	6	Відсутність кільцюючих комутаційних апаратів. Велика протяжність лінії ПЛ	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2022	852.00	Амортизація	Інвестиційна програма
276	Голопристанське ВДРМ	Ф-891	6-20 кВ	758	3	371	0.0884%		3	Недостатня кількість секціонуючих комутаційних апаратів. Складна конфігурація лінії ПЛ, що ускладнює пошук пошкодження	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2021	495.00	Амортизація	Інвестиційна програма
315	Генієське ВДРМ	Ф-712	6-20 кВ	447	9	557	0.07825%		9	Велика протяжність та складна конфігурація ліній, що ускладнює пошук пошкодження	Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-712 від ПС-150/35/10 "Новолексієвка" в смт. Новолексієвка Генієського району Херсонської області	2022	837.00	Амортизація	Інвестиційна програма
326	Херсонське ВДРМ	Ф-776	6-20 кВ	140	10	1737	0.0764%		10	Відсутність кільцюючих комутаційних апаратів. Велика протяжність лінії ПЛ	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2022	847.00	Амортизація	Інвестиційна програма
327	Новокаховське ВДРМ	Ф-1013	6-20 кВ	161	11	1508	0.0763%		11	Велика протяжність та складна конфігурація ліній, що ускладнює пошук пошкодження	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2021	495.00	Амортизація	Інвестиційна програма
375	Великолетиське ВДРМ	Ф-323	6-20 кВ	1256	3	167	0.0659%		3	Велика протяжність та складна конфігурація ліній, що ускладнює пошук пошкодження	Виконано реконструкцію згідно плану інвестиційної програми (встановлення реклоузерів)	2020	553.41	Амортизація	Інвестиційна програма
389	Іванівське ВДРМ	Ф-483	6-20 кВ	318	6	622	0.0622%		6	Відсутність кільцюючих комутаційних апаратів. Велика протяжність лінії ПЛ	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2022	842.00	Амортизація	Інвестиційна програма
391	Іванівське ВДРМ	Ф-431	6-20 кВ	299	6	659	0.0619%		6	Відсутність кільцюючих комутаційних апаратів. Велика протяжність лінії ПЛ	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2022	904.22	Амортизація	Інвестиційна програма
424	Новокаховське ВДРМ	Ф-1071	6-20 кВ	392	3	453	0.0558%	1	2	Складна конфігурація ліній, що ускладнює пошук пошкодження	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2021	495.00	Амортизація	Інвестиційна програма
504	Херсонське ВДРМ	Ф-2302	6-20 кВ	1308	2	110	0.0452%		2	Велика протяжність та складна конфігурація ліній, що ускладнює пошук пошкодження	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2021	495.00	Амортизація	Інвестиційна програма
657	Новокаховське ВДРМ	Ф-54	6-20 кВ	681	1	151	0.0323%		1	Відсутність кільцюючих комутаційних апаратів. Велика протяжність лінії ПЛ	Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-54 від ПС-35/10 "Дніпрани" в с.Корсувка м. Нова Каховка (встановлення реклоузерів)	2022	833.97	Амортизація	Інвестиційна програма
714	Голопристанське ВДРМ	Ф-901	6-20 кВ	885	2	105	0.0292%		2	Недостатня кількість секціонуючих комутаційних апаратів. Складна конфігурація лінії ПЛ, що ускладнює пошук пошкодження	Реконструкція (встановлення реклоузерів)	2021	495.00	Амортизація	Інвестиційна програма
	Новокаховське ВДРМ	Ф-1093	6-20 кВ	346	0	0	0.00000%		0	Велика протяжність та складна конфігурація ліній, що ускладнює пошук пошкодження	Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1093 від ПС-35/10 "Кіровська" в с.Імманець Бериславського району Херсонської області (встановлення реклоузерів)	2022	832.62	Амортизація	Інвестиційна програма
	Олешківське ВДРМ	Ф-1982	6-20 кВ	1712	0	0	0.00000%		0	Відсутність кільцюючих комутаційних апаратів. Велика протяжність лінії ПЛ	Реконструкція ПЛ-6кВ Ф-1982 від ПС-35/6 "Целолюзна" в м.Олешки Херсонської області (встановлення реклоузерів)	2022	881.00	Амортизація	Інвестиційна програма
	Олешківське ВДРМ	Ф-1914	6-20 кВ	544	0	0	0.00000%		0	Відсутність кільцюючих комутаційних апаратів. Велика протяжність лінії ПЛ	Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1914 від ПС-35/10 "Н.Маячка" в смт.Нова Маячка, Олешківського району Херсонської області (встановлення реклоузерів)	2022	834.79	Амортизація	Інвестиційна програма

8. Пошкодження обладнання 6(10)кВ, не пов'язані з пошкодженнями обладнання в розподільних мережах

6	АТ «Херсонобленерго»	ПС150/35/10"Промбаза"1СШ-10кВ	6-20 кВ	3161	1	626	0.6219%		1	Пошкодження підстанційного обладнання					
21	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"Сивашська"2Т	6-20 кВ	898	5	1461	0.4123%		5	Пошкодження підстанційного обладнання					
22	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"Щорса"2Т	6-20 кВ	6997	1	178	0.3914%		1	Пошкодження підстанційного обладнання					
23	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"Чорнобаївська"1Т	6-20 кВ	2090	7	585	0.3843%		7	Пошкодження підстанційного обладнання					
25	АТ «Херсонобленерго»	ПС-150/35/10кВ «Новотроїцька» 2-СШ-10	6-20 кВ	4376	1	260	0.3576%		1	Пошкодження підстанційного обладнання					
26	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"Лесная"1Т	6-20 кВ	3162	3	359	0.3568%		3	Пошкодження підстанційного обладнання					
28	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"НКіївка"	6-20 кВ	544	12	2057	0.3517%		12	Пошкодження підстанційного обладнання					
31	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"Влаговіщенка"1Т	6-20 кВ	753	13	1413	0.3344%		13	Пошкодження підстанційного обладнання					
35	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"Михайлівка"	6-20 кВ	936	2	1067	0.3139%		2	Пошкодження підстанційного обладнання					
40	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"Дніпрани"	6-20 кВ	1915	11	510	0.3069%		11	Пошкодження підстанційного обладнання					
41	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"НЗбур'ївка"2Т	6-20 кВ	2785	2	341	0.2985%		2	Пошкодження підстанційного обладнання					
43	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"Торгова"	6-20 кВ	2063	3	459	0.2976%		3	Пошкодження підстанційного обладнання					
63	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/6"Очистнеосооружения"1Т	6-20 кВ	1657	1	462	0.2406%		1	Пошкодження підстанційного обладнання					
66	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"НМихайлівка"2Т	6-20 кВ	783	4	959	0.2360%		4	Пошкодження підстанційного обладнання					
67	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"Н-Г ригорівка"1Т	6-20 кВ	1185	7	632	0.2354%		7	Пошкодження підстанційного обладнання					
68	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"Червоийперекон"1Т	6-20 кВ	856	3	873	0.2349%		3	Пошкодження підстанційного обладнання					
74	АТ «Херсонобленерго»	ПС-35/6 "Кошова"	6-20 кВ	892	1	796	0.2232%		1	Пошкодження підстанційного обладнання					
78	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"Подокалинівка"2Т(1СШ-10)	6-20 кВ	496	1	1409	0.2196%		1	Пошкодження підстанційного обладнання					
79	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"ВРогачик"1Т	6-20 кВ	2911	5	235	0.2150%		5	Пошкодження підстанційного обладнання					
85	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"Чабан"	6-20 кВ	569	9	1160	0.20744%		9	Пошкодження підстанційного обладнання					
93	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"Привілля"	6-20 кВ	1425	6	440	0.1971%		6	Пошкодження підстанційного обладнання					
94	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"Тромівка"1Т	6-20 кВ	1489	7	418	0.1956%		7	Пошкодження підстанційного обладнання					
109	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"БКриницька"1Т	6-20 кВ	772	10	697	0.1691%		10	Пошкодження підстанційного обладнання					
110	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"Партизани"	6-20 кВ	1645	1	325	0.1680%		1	Пошкодження підстанційного обладнання					
111	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"Садово"	6-20 кВ	690	6	770	0.1670%		6	Пошкодження підстанційного обладнання					
114	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"Г.Велетень"1Т	6-20 кВ	1322	4	396	0.1645%		4	Пошкодження підстанційного обладнання					
122	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"Чонгар"1Т	6-20 кВ	687	4	744	0.16064%		4	Пошкодження підстанційного обладнання					
130	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"Петровська"	6-20 кВ	1463	4	327	0.15035%		4	Пошкодження підстанційного обладнання					
139	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"РозаЛюксембург"1Т	6-20 кВ	489	7	955	0.1468%		7	Пошкодження підстанційного обладнання					
144	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"Костянтинівка"1Т	6-20 кВ	1487	4	309	0.14441%		4	Пошкодження підстанційного обладнання					
155	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"Нкубань"1Т	6-20 кВ	822	2	519	0.1341%		2	Пошкодження підстанційного обладнання					
156	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"Комінтерн"2Т	6-20 кВ	500	6	851	0.1337%		6	Пошкодження підстанційного обладнання					
176	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"Зміївська"2Т	6-20 кВ	893	5	445	0.12489%		5	Пошкодження підстанційного обладнання					
179	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/6"Дніпровська"2Т	6-20 кВ	3302	1	118	0.12246%		1	Пошкодження підстанційного обладнання					

188	АТ «Херсонобленерго»	ПС35/10"Ігульська"	6-20 кВ	774	5	468	0.11384%		5	Пошкодження підстанційного обладнання					
*		Для запланованих перерв без попередження та незапланованих (аварійних) перерв, пов'язаних із технологічними порушеннями в мережах ОСР													
**		Необхідно зазначити статтю джерел фінансування: амортизація, дохід від реактиву, дохід від небалансу ТВЕ, обов'язкові реінвестиції, додаткові реінвестиції, плата за придбання, інше (розшифрувати)													
***		Необхідно зазначити відповідну виробничу програму: інвестиційну, ремонтну тощо.													

11. Інформація щодо розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії та планів щодо їх встановлення

Згідно до вимог Кодекс системи розподілу (далі Кодексу) оператор системи розподілу (далі ОСР) зобов'язаний організувати вимірювання та фіксацію параметрів електричної енергії.

Для виконання цього зобов'язання Товариством виконано наступне:

- 1) складено перелік точок вимірювання параметрів якості електричної енергії;
- 2) складено перелік існуючих точок вимірювання параметрів якості електричної енергії, обладнаних стаціонарними пристроями фіксації/аналізу показників якості;
- 3) виконано розрахунок обсягу вимірювань на рік та визначення мінімальної кількості переносних пристроїв фіксації/аналізу показників якості електричної енергії;
- 4) Розроблено графік придбання та обладнання підстанцій ВН/СН стаціонарними пристроїв фіксації/аналізу показників якості електричної енергії.

Вимірювання параметрів електричної енергії здійснюється з метою:

- 1) оптимізації схем системи розподілу та управління режимами роботи обладнання;
- 2) оцінки технічного стану електроустановок;
- 3) планування розвитку системи розподілу;
- 4) оцінки впливу електроустановок Користувачів на величини відхилення параметрів електричної енергії в точках приєднання відносно нормального рівня, визначеного ОСР;
- 5) оцінки впливу електроустановок системи розподілу на величини відхилення параметрів електричної енергії на межі між електричними мережами ОСП та ОСР відносно нормального рівня, визначеного ОСП;
- 6) визначення та фіксації параметрів надійності постачання електричної енергії;
- 7) моніторингу та аналізу технічного стану мереж;
- 8) контролю режимів та параметрів роботи системи розподілу та електроустановок, приєднаних до системи розподілу.
- 9) перевірки параметрів якості електроенергії за зверненням/скаргою споживача.

ОСР має проводити моніторинг якості електричної енергії в системі розподілу з дотриманням вимог Кодексу, зокрема щодо вимірювання таких параметрів: частоти, напруги, небалансу напруги, напруги гармонік, флікерів, а також фіксації провалів напруги та перенапруги.

Система моніторингу має бути побудована на основі даних пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії, отриманих на регулярній (за допомогою стаціонарних засобів) або вибіркової (за допомогою переносних засобів).

При виборі точок вимірювання параметрів якості електричної енергії АТ “Херсонобленерго” враховано:

- збалансованість розподілу місць встановлення вимірювальних засобів для проведення моніторингу якості електричної енергії (географічну та кількісну) на території ліцензованої діяльності;

- пріоритетність встановлення вимірювальних засобів у районах, де існує висока концентрація чутливого до змін якості електричної енергії устаткування споживачів, або в місцях з ймовірними проблемами з якістю електричної енергії.

Також, відповідно вимогам Кодексу системи розподілу, здійснюються вибір точок вимірювання параметрів якості електричної енергії для забезпечення вимірювання:

- не рідше одного разу на рік - на шинах середньої напруги кожної підстанції ВН/СН;

- не рідше одного разу на 4 роки - на шинах середньої напруги кожної підстанції СН/СН;

- щороку - не менше ніж на 1 % точок приєднання споживачів середньої напруги;

- щороку - не менше ніж на 0,5 % підстанцій СН/НН на одній із шин низької напруги.

Період часу, протягом якого здійснюється вимірювання якості електричної енергії (у випадку встановлення переносного засобу), має становити не менше одного тижня.

Таблиця 11.1

Розрахунок кількості точок вимірювання параметрів якості електричної енергії АТ «Херсонобленерго»:

№ з/п	Тип точки вимірювання	Періодичність вимірювання	Загальна кількість точок вимірювання	Норма вимірювання на рік
1	Шини СН кожної підстанції ВН/СН	Не рідше одного разу на рік	72	72
2	Шини СН кожної підстанції СН/СН	Не рідше одного разу на 4 роки	308	77
3	Точки приєднання споживачів СН 6-35 кВ	Щороку, не менше ніж на 1% від загальної кількості точок вимірювання	4418	45
4	Одна із шин НН підстанцій СН/НН	Щороку, не менше ніж на 0.5% від загальної кількості точок вимірювання	4585	23

Відповідно до вимог Кодексу для вимірювання параметрів якості електричної енергії:

- на шинах середньої напруги підстанції ВН/СН, на шинах середньої напруги кожної підстанції СН/СН, у точках приєднання споживачів середньої напруги використовується вимірювальні засоби класу характеристики процесу вимірювання А;

- на одній із шин низької напруги підстанцій СН/НН використовується вимірювальний засоби класу характеристики процесу вимірювання S.

Для виконання норми вимірювання АТ «Херсонобленерго» в 2021 році планується придбати 11 пристроїв вимірювання якості електричної енергії.

Таблиця 11.2.

План закупівлі пристроїв вимірювання якості електричної енергії

Назва приладу	Клас характеристики процесу вимірювання	Кількість, шт
Стаціонарні вимірювальні пристрої		
LINAX PQ3000	A	2
Переносні вимірювальні пристрої		
METREL MI2892	A	7
METREL MI2883	S	2

На теперішній час оснащено 44 секцій шин середньої напруги ПС ВН/СН, СН/СН вимірювальними стаціонарними пристроями SATEC PM-175, які використовується для оцінки стану мереж та планування її розвитку.

Таблиця 11.3

Інформація щодо розміщення стаціонарних пристроїв фіксації/аналізу показників якості електричної енергії

№ з/п	Найменування ПС	Місце розташування	Назва приладу
1	ПС-150/35/10 "Дудчино"	1 СШ 35 кВ	SATEC PM-175
2	ПС-150/35/10 "Дудчино"	2 СШ 35 кВ	SATEC PM-175
3	ПС-150/35/10 "Рубанівка"	2 СШ 35 кВ	SATEC PM-175
4	ПС-150/35/10 "Рубанівка"	1СШ 10 кВ	SATEC PM-175
5	ПС-150/35/10 "Рубанівка"	2 СШ 10 кВ	SATEC PM-175
6	ПС-150/35/10 кВ "Цюрупинська"	1СШ 35 кВ	SATEC PM-175
7	ПС-150/35/10 кВ "Цюрупинська"	2СШ 35 кВ	SATEC PM-175
8	ПС-150/35/10 кВ "Цюрупинська"	1СШ 10 кВ	SATEC PM-175
9	ПС-150/35/10 кВ "Цюрупинська"	2СШ 10 кВ	SATEC PM-175
10	ПС-150/35/10 кВ "Бериславська"	1СШ 10 кВ	SATEC PM-175
11	ПС-150/35/10 кВ "Бериславська"	2СШ 10 кВ	SATEC PM-175
12	ПС-150/35/10 кВ "Виноградово"	1СШ 10 кВ	SATEC PM-175
13	ПС-150/35/10 кВ "Виноградово"	2СШ 10 кВ	SATEC PM-175
14	ПС-150/10 кВ "Коммунальна"	1СШ 10 кВ	SATEC PM-175
15	ПС-150/10 кВ "Коммунальна"	2СШ 10 кВ	SATEC PM-175
16	ПС-150/10 кВ "Коммунальна"	3СШ 10 кВ	SATEC PM-175
17	ПС-150/10 кВ "Коммунальна"	4СШ 10 кВ	SATEC PM-175
18	ПС-150/35/10 кВ "Микільська"	1 СШ 35 кВ	SATEC PM-175

19	ПС-150/35/10 кВ "Микільська"	2 СШ 35 кВ	SATEK PM-175
20	ПС-150/35 кВ "Н. Тимофіївка"	1 СШ 35 кВ	SATEK PM-175
21	ПС-150/35 кВ "Н. Тимофіївка"	2 СШ 35 кВ	SATEK PM-175
22	ПС-150/35/10 кВ "Нова"	1СШ 10 кВ	SATEK PM-175
23	ПС-150/35/10 кВ "Нова"	2СШ 10 кВ	SATEK PM-175
24	ПС-35/10 кВ "Хрестівка"	СШ 10 кВ	SATEK PM-175
25	ПС-35/6 кВ "Камишанська"	1СШ 10 кВ	SATEK PM-175
26	ПС-35/6 кВ "Оч. Споруди"	1СШ 6 кВ	SATEK PM-175
27	ПС-35/6кВ "Дзержинська"	1СШ 6 кВ	SATEK PM-175
28	ПС-35/6кВ "Дзержинська"	2 СШ 6 кВ	SATEK PM-175
29	ПС-35/10кВ "Привілля"	2СШ 10 кВ	SATEK PM-175
30	ПС-35/10 кВ "Брилівка"	1 СШ 35 кВ	SATEK PM-175
31	ПС-35/10 кВ "Брилівка"	2 СШ 35 кВ	SATEK PM-175
32	ПС-35/10кВ "Асканія Нова"	1СШ 10 кВ	SATEK PM-175
33	ПС-35/10кВ "Асканія Нова"	2СШ 10 кВ	SATEK PM-175
34	ПС-35/10кВ "Торгова"	1СШ 10 кВ	SATEK PM-175
35	ПС-35/10 кВ Костогризово	1 СШ 35 кВ	SATEK PM-175
36	ПС-35/10 кВ Костогризово	2 СШ 35 кВ	SATEK PM-175
37	ПС-35/10 кВ В. Копані	2 СШ 35 кВ	SATEK PM-175
38	ПС-35/10 кВ Високівська	2СШ 10 кВ	SATEK PM-175
39	ПС-35/10 кВ Орловська	1 СШ 35 кВ	SATEK PM-175
40	ПС-35/10кВ Основа	2СШ 10 кВ	SATEK PM-175
41	ПС-35/10кВ Любимівка	1 СШ 35 кВ	SATEK PM-175
42	ПС-35/10кВ Любимівка	2 СШ 35 кВ	SATEK PM-175
43	ПС-35/10 кВ Радянська	2 СШ 35 кВ	SATEK PM-175
44	ПС-35/10 кВ Мирна	1 СШ 10 кВ	SATEK PM-175

В 2022-2026 році Товариство планує закупити 25 пристроїв фіксації/аналізу показників якості класу А(для організації замірів показників якості стаціонарно встановленими пристроями).

Графік встановлення стаціонарних пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії на шинах середньої напруги підстанцій ВН/СН АТ «Херсонобленерго» 2022-2026 років наведено в таблиці 11.4.

Графіки вимірювань параметрів якості електричної енергії на шинах середньої напруги підстанцій ВН/СН, підстанцій СН/СН та шин низької напруги підстанцій СН/НН, що знаходяться на балансі АТ "Херсонобленерго" та в точках приєднання споживачів середньої напруги на 2022-2026рр наведено в таблицях 11.5.1-11.5.5, 11.6., 11.7, 11.8.

Графік встановлення стаціонарних пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії на шинах середньої напруги підстанцій ВН/СН АТ «Херсонобленерго» 2022-2026 роки

№ п/п	Назва ПС	Секція шин СН	Рік встановлення пристроїв					
			існуючі	2022	2023	2024	2025	2026
1	«Рубанівка» 150/35/10	1СШ 35 кВ						
2		1СШ 10 кВ						
3		2СШ 35 кВ						
4		2СШ 10 кВ						
5	«Дудчино» 150/35/10	1СШ 35 кВ						
6		1СШ 10 кВ						
7		2СШ 35 кВ						
8		2СШ 10 кВ						
9	«Цюрупинська» 150/35/10	1СШ 35 кВ						
10		1СШ 10 кВ						
11		2СШ 35 кВ						
12		2СШ 10 кВ						
13	«Виноградово» 150/35/10	1СШ 35 кВ						
14		1СШ 10 кВ						
15		2СШ 35 кВ						
16		2СШ 10 кВ						
17	«Бериславська» 150/35/10	1СШ 35 кВ						
18		1СШ 10 кВ						
19		2СШ 35 кВ						
20		2СШ 10 кВ						
23	«ХНПЗ» 150/35/6	1,3 СШ 6 кВ						
24		2,4 СШ 6 кВ						
25		1СШ 35 кВ						
26		2СШ 35 кВ						
27	«Нова» 150/35/10	1СШ 35 кВ						
28		1СШ 10 кВ						
29		2СШ 35 кВ						
30		2СШ 10 кВ						
31	«Промислова» 150/35/10	1СШ 35 кВ						
32		1СШ 10 кВ						
33		2СШ 35 кВ						
34		2СШ 10 кВ						
35	«Комунальна» 150/10/10	1СШ 10 кВ						
36		3СШ 10 кВ						
37		2СШ 10 кВ						
38		4СШ 10 кВ						
39	«Чулаківка» 150/35/10	1СШ 35 кВ						
40		1СШ 10 кВ						
41		2СШ 35 кВ						
42		2СШ 10 кВ						
43	«Микільська» 150/35/6	1СШ 35 кВ						
44		1СШ 10 кВ						
45		2СШ 35 кВ						
46		2СШ 10 кВ						
43	«Н.Тимофіївка»	1СШ 35 кВ						

45	150/35	2СШ 35 кВ					
46	«Н. Олексіївка» 150/35/10	1СШ 35 кВ					
47		1СШ 10 кВ					
48		2СШ 35 кВ					
49		2СШ 10 кВ					
50	«Трифонівка» 150/35/10	1,2СШ 35 кВ					
51		1,2СШ 10 кВ					

Таблиця 11.5.1

Графік вимірювання параметрів якості електричної енергії на шинах середньої напруги підстанцій ВН/СН АТ «Херсонобленерго» в 2022 році

№ п/п	Назва ПС	Секція шин СН	Спосіб вимірювання	Назва приладу	Період вимірювання	Місяць вимірювання
1	ХНПЗ 150/35/6	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	січень
2	ХНПЗ 150/35/6	1,3СШ 6 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
3	ХНПЗ 150/35/6	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	січень
4	ХНПЗ 150/35/6	2,4СШ 6 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
5	Промислова 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	січень
6	Промислова 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	січень
7	Промислова 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	січень
8	Промислова 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	січень
9	Комунальна 150/10/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	лютий
10	Комунальна 150/10/10	3СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	лютий
11	Комунальна 150/10/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	лютий
12	Комунальна 150/10/10	4СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	лютий
13	П.Покровська 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	лютий
14	П.Покровська 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	лютий
15	П.Покровська 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	лютий
16	П.Покровська 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	лютий
17	Микільська 150/35/6	1СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
18	Микільська 150/35/6	1СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	березень
19	Микільська 150/35/6	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
20	Микільська 150/35/6	2СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	березень
21	Цюрупинська 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
22	Цюрупинська 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
23	Цюрупинська 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
24	Цюрупинська 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
25	Промбаза 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
26	Промбаза 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
27	Промбаза 150/35/10	3СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
28	Промбаза 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
29	Промбаза 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
30	Промбаза 150/35/10	4СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
31	Чулаківська 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	травень
32	Чулаківська 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	травень
33	Чулаківська 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	травень
34	Чулаківська 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	травень
35	Бериславська 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	червень
36	Бериславська 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	червень
37	Бериславська 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	червень
38	Бериславська 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	червень
39	Трифонівка 150/35/10	1,2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	червень
40	Трифонівка 150/35/10	1,2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	червень
41	Рубанівка 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	липень
42	Рубанівка 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	липень
43	Рубанівка 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	липень
44	Рубанівка 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	липень
45	Дудчино 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	серпень
46	Дудчино 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	серпень
47	Дудчино 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	серпень

48	Дудчино 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	серпень
49	Н.Олексіївка 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	вересень
50	Н.Олексіївка 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	вересень
51	Н.Олексіївка 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	вересень
52	Н.Олексіївка 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	вересень
53	ГНС-КЗС 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
54	ГНС-КЗС 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
55	ГНС-КЗС 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
56	ГНС-КЗС 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
57	ГНС-СЗС 150/35/6	1,2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
58	ГНС-СЗС 150/35/6	1,2СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
59	Н.Троїцька 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	листопад
60	Н.Троїцька 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	листопад
61	Н.Троїцька 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	листопад
62	Н.Троїцька 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	листопад
63	Н.Тимофіївка 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	листопад
64	Н.Тимофіївка 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	листопад
65	Виноградово 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	грудень
66	Виноградово 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	грудень
67	Виноградово 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	грудень
68	Виноградово 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	грудень
69	Нова 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	грудень
70	Нова 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	грудень
71	Нова 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	грудень
72	Нова 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	грудень

Таблиця 11.5.2

Графік вимірювання параметрів якості електричної енергії на шинах середньої напруги підстанцій ВН/СН АТ «Херсонобленерго» в 2023 році

№ п/п	Назва ПС	Секція шин СН	Спосіб вимірювання	Назва приладу	Період вимірювання	Місяць вимірювання
1	ХНПЗ 150/35/6	1СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
2	ХНПЗ 150/35/6	1,3СШ 6 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
3	ХНПЗ 150/35/6	2СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
4	ХНПЗ 150/35/6	2,4СШ 6 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
5	Промислова 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	січень
6	Промислова 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	січень
7	Промислова 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	січень
8	Промислова 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	січень
9	Комунальна 150/10/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	лютий
10	Комунальна 150/10/10	3СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	лютий
11	Комунальна 150/10/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	лютий
12	Комунальна 150/10/10	4СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	лютий
13	П.Покровська 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	лютий
14	П.Покровська 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	лютий
15	П.Покровська 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	лютий
16	П.Покровська 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	лютий
17	Микільська 150/35/6	1СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
18	Микільська 150/35/6	1СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	березень
19	Микільська 150/35/6	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
20	Микільська 150/35/6	2СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	березень
21	Цюрупинська 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
22	Цюрупинська 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
23	Цюрупинська 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
24	Цюрупинська 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
25	Промбаза 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
26	Промбаза 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
27	Промбаза 150/35/10	3СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
28	Промбаза 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
29	Промбаза 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
30	Промбаза 150/35/10	4СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень

31	Чулаківська 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	травень
32	Чулаківська 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	травень
33	Чулаківська 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	травень
34	Чулаківська 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	травень
35	Бериславська 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	червень
36	Бериславська 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	червень
37	Бериславська 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	червень
38	Бериславська 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	червень
39	Трифонівка 150/35/10	1,2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	червень
40	Трифонівка 150/35/10	1,2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	червень
41	Рубанівка 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	липень
42	Рубанівка 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	липень
43	Рубанівка 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	липень
44	Рубанівка 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	липень
45	Дудчино 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	серпень
46	Дудчино 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	серпень
47	Дудчино 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	серпень
48	Дудчино 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	серпень
49	Н.Олексіївка 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	вересень
50	Н.Олексіївка 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	вересень
51	Н.Олексіївка 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	вересень
52	Н.Олексіївка 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	вересень
53	ГНС-КЗС 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
54	ГНС-КЗС 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
55	ГНС-КЗС 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
56	ГНС-КЗС 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
57	ГНС-СЗС 150/35/6	1,2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
58	ГНС-СЗС 150/35/6	1,2СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
59	Н.Троїцька 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	листопад
60	Н.Троїцька 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	листопад
61	Н.Троїцька 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	листопад
62	Н.Троїцька 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	листопад
63	Н.Тимофіївка 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	листопад
64	Н.Тимофіївка 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	листопад
65	Виноградово 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	грудень
66	Виноградово 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	грудень
67	Виноградово 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	грудень
68	Виноградово 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	грудень
69	Нова 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	грудень
70	Нова 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	грудень
71	Нова 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	грудень
72	Нова 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	грудень

Таблиця 11.5.3

Графік вимірювання параметрів якості електричної енергії на шинах середньої напруги підстанцій ВН/СН АТ «Херсонобленерго» в 2024 році

№ п/п	Назва ПС	Секція шин СН	Спосіб вимірювання	Назва приладу	Період вимірювання	Місяць вимірювання
1	ХНПЗ 150/35/6	1СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
2	ХНПЗ 150/35/6	1,3СШ 6 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
3	ХНПЗ 150/35/6	2СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
4	ХНПЗ 150/35/6	2,4СШ 6 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
5	Промислова 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
6	Промислова 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	січень
7	Промислова 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	січень
8	Промислова 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	січень
9	Комунальна 150/10/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	лютий
10	Комунальна 150/10/10	3СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	лютий
11	Комунальна 150/10/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	лютий
12	Комунальна 150/10/10	4СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	лютий
13	П.Покровська 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	лютий

14	П.Покровська 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	лютий
15	П.Покровська 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	лютий
16	П.Покровська 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	лютий
17	Микільська 150/35/6	1СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
18	Микільська 150/35/6	1СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	березень
19	Микільська 150/35/6	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
20	Микільська 150/35/6	2СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	березень
21	Цюрупинська 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
22	Цюрупинська 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
23	Цюрупинська 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
24	Цюрупинська 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
25	Промбаза 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
26	Промбаза 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
27	Промбаза 150/35/10	3СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
28	Промбаза 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
29	Промбаза 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
30	Промбаза 150/35/10	4СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
31	Чулаківська 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	травень
32	Чулаківська 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	травень
33	Чулаківська 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	травень
34	Чулаківська 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	травень
35	Бериславська 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	червень
36	Бериславська 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	червень
37	Бериславська 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	червень
38	Бериславська 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	червень
39	Трифонівка 150/35/10	1,2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	червень
40	Трифонівка 150/35/10	1,2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	червень
41	Рубанівка 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	липень
42	Рубанівка 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	липень
43	Рубанівка 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	липень
44	Рубанівка 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	липень
45	Дудчино 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	серпень
46	Дудчино 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	серпень
47	Дудчино 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	серпень
48	Дудчино 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	серпень
49	Н.Олексіївка 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	вересень
50	Н.Олексіївка 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	вересень
51	Н.Олексіївка 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	вересень
52	Н.Олексіївка 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	вересень
53	ГНС-КЗС 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
54	ГНС-КЗС 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
55	ГНС-КЗС 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
56	ГНС-КЗС 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
57	ГНС-СЗС 150/35/6	1,2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
58	ГНС-СЗС 150/35/6	1,2СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
59	Н.Троїцька 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	листопад
60	Н.Троїцька 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	листопад
61	Н.Троїцька 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	листопад
62	Н.Троїцька 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	листопад
63	Н.Тимофіївка 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	листопад
64	Н.Тимофіївка 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	листопад
65	Виноградово 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	грудень
66	Виноградово 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	грудень
67	Виноградово 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	грудень
68	Виноградово 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	грудень
69	Нова 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	грудень
70	Нова 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	грудень
71	Нова 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	грудень
72	Нова 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	грудень

Графік вимірювання параметрів якості електричної енергії на шинах середньої напруги підстанцій ВН/СН АТ «Херсонобленерго» в 2025 році

№ п/п	Назва ПС	Секція шин СН	Спосіб вимірювання	Назва приладу	Період вимірювання	Місяць вимірювання
1	ХНПЗ 150/35/6	1СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
2	ХНПЗ 150/35/6	1,3СШ 6 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
3	ХНПЗ 150/35/6	2СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
4	ХНПЗ 150/35/6	2,4СШ 6 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
5	Промислова 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
6	Промислова 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
7	Промислова 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
8	Промислова 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
9	Комунальна 150/10/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	лютий
10	Комунальна 150/10/10	3СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	лютий
11	Комунальна 150/10/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	лютий
12	Комунальна 150/10/10	4СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	лютий
13	П.Покровська 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	лютий
14	П.Покровська 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	лютий
15	П.Покровська 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	лютий
16	П.Покровська 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	лютий
17	Микільська 150/35/6	1СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
18	Микільська 150/35/6	1СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	березень
19	Микільська 150/35/6	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
20	Микільська 150/35/6	2СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	березень
21	Цюрупинська 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
22	Цюрупинська 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
23	Цюрупинська 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
24	Цюрупинська 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
25	Промбаза 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
26	Промбаза 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
27	Промбаза 150/35/10	3СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
28	Промбаза 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
29	Промбаза 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
30	Промбаза 150/35/10	4СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
31	Чулаківська 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	травень
32	Чулаківська 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	травень
33	Чулаківська 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	травень
34	Чулаківська 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	травень
35	Бериславська 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	червень
36	Бериславська 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	червень
37	Бериславська 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	червень
38	Бериславська 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	червень
39	Трифонівка 150/35/10	1,2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	червень
40	Трифонівка 150/35/10	1,2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	червень
41	Рубанівка 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	липень
42	Рубанівка 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	липень
43	Рубанівка 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	липень
44	Рубанівка 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	липень
45	Дудчино 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	серпень
46	Дудчино 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	серпень
47	Дудчино 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	серпень
48	Дудчино 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	серпень
49	Н.Олексіївка 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	вересень
50	Н.Олексіївка 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	вересень
51	Н.Олексіївка 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	вересень
52	Н.Олексіївка 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	вересень
53	ГНС-КЗС 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
54	ГНС-КЗС 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень

55	ГНС-КЗС 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
56	ГНС-КЗС 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
57	ГНС-СЗС 150/35/6	1,2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
58	ГНС-СЗС 150/35/6	1,2СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
59	Н.Троїцька 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	листопад
60	Н.Троїцька 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	листопад
61	Н.Троїцька 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	листопад
62	Н.Троїцька 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	листопад
63	Н.Тимофіївка 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	листопад
64	Н.Тимофіївка 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	листопад
65	Виноградово 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	грудень
66	Виноградово 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	грудень
67	Виноградово 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	грудень
68	Виноградово 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	грудень
69	Нова 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	грудень
70	Нова 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	грудень
71	Нова 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	грудень
72	Нова 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	грудень

Таблиця 11.5.5

Графік вимірювання параметрів якості електричної енергії на шинах середньої напруги підстанцій ВН/СН АТ «Херсонобленерго» в 2026 році

№ п/п	Назва ПС	Секція шин СН	Спосіб вимірювання	Назва приладу	Період вимірювання	Місяць вимірювання
1	ХНПЗ 150/35/6	1СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
2	ХНПЗ 150/35/6	1,3СШ 6 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
3	ХНПЗ 150/35/6	2СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
4	ХНПЗ 150/35/6	2,4СШ 6 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
5	Промислова 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
6	Промислова 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
7	Промислова 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
8	Промислова 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	січень
9	Комунальна 150/10/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	лютий
10	Комунальна 150/10/10	3СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	лютий
11	Комунальна 150/10/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	лютий
12	Комунальна 150/10/10	4СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	лютий
13	П.Покровська 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	лютий
14	П.Покровська 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	лютий
15	П.Покровська 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	лютий
16	П.Покровська 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	лютий
17	Микільська 150/35/6	1СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
18	Микільська 150/35/6	1СШ 6 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	березень
19	Микільська 150/35/6	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
20	Микільська 150/35/6	2СШ 6 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	березень
21	Цюрупинська 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
22	Цюрупинська 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
23	Цюрупинська 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
24	Цюрупинська 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	березень
25	Промбаза 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
26	Промбаза 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
27	Промбаза 150/35/10	3СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
28	Промбаза 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
29	Промбаза 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
30	Промбаза 150/35/10	4СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	квітень
31	Чулаківська 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	травень
32	Чулаківська 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	травень
33	Чулаківська 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	травень
34	Чулаківська 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	травень
35	Бериславська 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	червень
36	Бериславська 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	червень

37	Бериславська 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	червень
38	Бериславська 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	червень
39	Трифонівка 150/35/10	1,2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	червень
40	Трифонівка 150/35/10	1,2СШ 10 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	червень
41	Рубанівка 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	липень
42	Рубанівка 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	липень
43	Рубанівка 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	липень
44	Рубанівка 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	липень
45	Дудчино 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	серпень
46	Дудчино 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	серпень
47	Дудчино 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	серпень
48	Дудчино 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	серпень
49	Н.Олексіївка 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	вересень
50	Н.Олексіївка 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	вересень
51	Н.Олексіївка 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	вересень
52	Н.Олексіївка 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	вересень
53	ГНС-КЗС 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
54	ГНС-КЗС 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
55	ГНС-КЗС 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
56	ГНС-КЗС 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
57	ГНС-СЗС 150/35/6	1,2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
58	ГНС-СЗС 150/35/6	1,2СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	жовтень
59	Н.Троїцька 150/35/10	1СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	листопад
60	Н.Троїцька 150/35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	листопад
61	Н.Троїцька 150/35/10	2СШ 35 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	листопад
62	Н.Троїцька 150/35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	листопад
63	Н.Тимофіївка 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	листопад
64	Н.Тимофіївка 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	листопад
65	Виноградово 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	грудень
66	Виноградово 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	грудень
67	Виноградово 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	грудень
68	Виноградово 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	грудень
69	Нова 150/35/10	1СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	грудень
70	Нова 150/35/10	1СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	грудень
71	Нова 150/35/10	2СШ 35 кВ	стаціонарний	LINAX PQ3000	тиждень	грудень
72	Нова 150/35/10	2СШ 10 кВ	стаціонарний	SATEC PM175	тиждень	грудень

Таблиця 11.6

Графік вимірювання параметрів якості електричної енергії на шинах середньої напруги підстанцій СН/СН АТ «Херсонобленерго» в 2022 - 2026 роках

№ з/п	Назва ПС	Секція шин СН	Спосіб вимірювання	Назва приладу	Період вимірювання	Рік Вимірювання
1	М.Лепетиха 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
2	М.Лепетиха 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
3	В.Лепетиха 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
4	В.Лепетиха 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
5	Високопільська 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
6	Високопільська 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
7	Б.Криниця 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
8	Б.Криниця 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
9	Калининская 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
10	Калининская 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
11	Н.Кубанська 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
12	Н.Кубанська 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
13	Н.Воронцовська 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
14	Н.Воронцовська 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
15	Чонгар 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
16	Чонгар 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022

17	Озеряни 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
18	Стрілкове 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
19	Стрілкове 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
20	Щасливцеве 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
21	З.Порт 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
22	З.Порт 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
23	Комінтерн 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
24	Комінтерн 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
25	Благодатна 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
26	Благодатна 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
27	Дружівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
28	Коробки 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
29	Коробки 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
30	Любимівка 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
31	Любимівка 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
32	Каховка 35/6-10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
33	Каховка 35/6-10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
34	Каховка 35/6-10	1 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
35	Каховка 35/6-10	2 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
36	Горностаївка 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
37	Горностаївка 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
38	Порт 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
39	Порт 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
40	Кіровська 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
41	Кіровська 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
42	Н.Каїрська 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
43	Н.Каїрська 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
44	Таврійська 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
45	Таврійська 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
46	Сиваши 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
47	Сиваши 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
48	Чкалове 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
49	Чкалове 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
50	Брилівка 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
51	Брилівка 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
52	Б.Копані 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
53	Б.Копані 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
54	Подокалінівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
55	Молодіжна 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
56	Молодіжна 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
57	Скадовська 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
58	Скадовська 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
59	Птахівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
60	Заводська 35/6	1 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
61	Заводська 35/6	2 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
62	Консервна 35/6	1 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
63	Консервна 35/6	2 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
64	Білозерка 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
65	Білозерка 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
66	Східна 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
67	Східна 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
68	Комсомольська 35/6	1СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
69	Комсомольська 35/6	2СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
70	Станіслав 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
71	Ігулецька 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
72	Музиківська 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
73	Григорівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
74	Строганівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
75	Чаплинка 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022

76	Чаплинка 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
77	Чаплинка 35/10	3СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
78	Миколаївка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
79	ГНС 35/6	1СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
80	ГНС 35/6	2СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
81	В.Рогачик 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
82	В.Рогачик 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
83	Колос 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
84	Борозенська 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
85	Борозенська 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
86	Вишнева 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
87	Архангельська 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
88	Архангельська 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
89	Кочубеївка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
90	Осокорівська 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
91	З.Балка 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
92	З.Балка 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
93	Хрещенівська 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
94	Петрівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
95	Н.Григорівка 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
96	Н.Григорівка 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
97	Більшовик 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
98	Кардашинка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
99	Гладківська 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
100	Фрунзе 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
101	Трофимівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
102	Верби 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
103	Верби 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
104	Б.Благовіщенка 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
105	Б.Благовіщенка 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
106	Ч.Перекоп 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
107	Ч.Перекоп 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
108	Ретранслятор 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
109	Заозерная 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
110	Каменка 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
111	Каменка 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
112	Черноморівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
113	Каїри 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
114	Зоря 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
115	Зоря 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
116	Н.Райська 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
117	Н.Райська 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
118	Ч.Маяк 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
119	Суханівська 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
120	Заріченська 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
121	Заріченська 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
122	Василівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
123	Подове 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
124	Подове 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
125	Федорівка 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
126	Федорівка 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
127	Костогризово 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
128	Костогризово 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
129	Тарасівка 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
130	Тарасівка 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
131	Раденська 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
132	Н.Російська 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
133	Н.Російська 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
134	Берегова 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023

135	Берегова 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
136	Приморська 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
137	Приморська 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
138	Грушівка 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
139	Грушівка 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
140	Радянська 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
141	Радянська 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
142	Киселівка35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
143	Токарівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
144	Токарівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
145	Прогрес 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
146	Ш.Балка 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
147	Ш.Балка 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
148	Чернобаївка 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
149	Чернобаївка 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
150	Ч.Чабан 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
151	К.Володимирівка 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
152	К.Володимирівка 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
153	Шевченко 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
154	Балтазарівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
155	Хлібодарівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2023
156	Ушкалка 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
157	Ушкалка 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
158	Первомайська 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
159	Первомайська 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
160	Янтарна 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
161	Светлічна 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
162	Гаврилівка35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
163	Червонофлотська 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
164	Біляївська 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
165	Біляївська 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
166	Воскресенівська 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
167	Погранична 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
168	Партизани 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
169	Вікторівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
170	Генгірка 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
171	Генгірка 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
172	Геройська 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
173	М.Копані 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
174	В.Дружинка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
175	Степна 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
176	Степна 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
177	КХП 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
178	КХП 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
179	Н.С.5 по МК 35/10-0,4	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
180	Н.С.6 по Р-1-1 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
181	Н.С.3 по МК 35/10-0,4	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
182	Н.С.3 по МК 35/10-0,4	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
183	Р.Люксембург 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
184	Краса Херсонщини 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
185	Богданівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
186	Ольгіно 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
187	Константинівка 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
188	Константинівка 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
189	Качкарівська 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
190	Зміївка 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
191	Зміївка 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
192	Львівська 35/10/6	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024

193	Львівська 35/10/6	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
194	Тягинська 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
195	Раківська 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
196	Козацька 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
197	Козацька 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
198	Дніпряни 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
199	Громівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
200	Громівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
201	Н.Михайлівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
202	Отрадівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
203	Попелак 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
204	Н.Маячка 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
205	Н.Маячка 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
206	Ст.Маячка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
207	К.Лагері 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
208	К.Лагері 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
209	Таврія 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
210	Таврія 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
211	Н.Миколаївка 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
212	Н.Миколаївка 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
213	Красна 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
214	Красна 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
215	Михайлівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
216	Бетонверф 35/6	1СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
217	Бетонверф 35/6	2СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
218	Сонячна 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
219	Антонівська 35/6/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
220	Антонівська 35/6/10	2СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
221	Олександрівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
222	Правдино 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
223	Г.Велетень 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
224	Г.Велетень 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
225	Батумська 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
226	Маркєєво 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
227	Привілля 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
228	Ключева 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
229	Ключева 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
230	Н.Київка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2024
231	Дзержинська 35/6	1 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
232	Дзержинська 35/6	2 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
233	Дніпровська 35/6	1 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
234	Дніпровська 35/6	2 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
235	Дар'ївська 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
236	Дар'ївська 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
237	Острівна 35/6	1 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
238	Острівна 35/6	2 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
239	Сухарна 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
240	Сухарна 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
241	Текстильна 35/6	1 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
242	Текстильна 35/6	2 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
243	Торгова 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
244	Камишани 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
245	Кіндійська 35/6	1 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
246	Кіндійська 35/6	2 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
247	Лісна 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
248	Лісна 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
249	МИС 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
250	МИС 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
251	Оч. споруди 35/6	1 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025

252	Оч. споруди 35/6	2 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
253	Високівська 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
254	Високівська 35/10	2 СШ 10кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
255	Основа 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
256	Основа 35/10	2 СШ 10кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
257	Щорса ПС 35/10/6	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
258	Щорса ПС 35/10/6	2 СШ 10кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
259	Щорса ПС 35/10/6	2 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
260	Бехтери 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
261	Бехтери 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
262	Гопри 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
263	Гопри 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
264	Долматівка 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
265	Долматівка 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
266	В.Олександрівська 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
267	В.Олександрівська 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
268	Вознесенівська 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
269	Н.Дмитрівська 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
270	Н.Дмитрівська 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
271	Піонер 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
272	Піонер 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
273	Іванівка 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
274	Іванівка 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
275	Н. Сірогози 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
276	Н. Сірогози 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
277	Першапокровка 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
278	Першапокровка 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
279	Б.Острів 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
280	Н.Збурівка 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
281	Памятна 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
282	Рад.Азербайджан 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
283	Геничеськ 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
284	Геничеськ 35/10	2 СШ 10кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
285	Приазовська 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
286	Приазовська 35/10	2 СШ 10кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
287	Будівельна 35/6	1 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
288	Будівельна 35/6	2 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
289	Тавричанка 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
290	Тавричанка 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
291	Чорнянка 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
292	Чорнянка 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
293	Морська 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
294	Садово 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
295	Північна 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
296	Північна 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
297	Широка 35/10	1, 2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
298	Асканія Нова 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
299	Асканія Нова 35/10	2 СШ 10кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
300	Каланчак 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
301	Каланчак 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
302	Хрестівка 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
303	Мирна 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
304	Мирна 35/10	2 СШ 10кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
305	Кошова 35/6	1СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
306	Кошова 35/6	2СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
307	ТОК 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025

308	ТОК 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2025
309	М.Лепетиха 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2022
310	М.Лепетиха 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
311	В.Лепетиха 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
312	В.Лепетиха 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
313	Високопільська 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
314	Високопільська 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
315	Б.Криниця 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
316	Б.Криниця 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
317	Калининская 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
318	Калининская 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
319	Н.Кубанська 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
320	Н.Кубанська 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
321	Н.Воронцовська 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
322	Н.Воронцовська 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
323	Чонгар 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
324	Чонгар 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
325	Озеряни 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
326	Стрілкове 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
327	Стрілкове 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
328	Щасливцеве 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
329	З.Порт 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
330	З.Порт 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
331	Комінтерн 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
332	Комінтерн 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
333	Благодатна 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
334	Благодатна 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
335	Дружівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
336	Коробки 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
337	Коробки 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
338	Любимівка 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
339	Любимівка 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
340	Каховка 35/6-10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
341	Каховка 35/6-10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
342	Каховка 35/6-10	1 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
343	Каховка 35/6-10	2 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
344	Горностаївка 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
345	Горностаївка 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
346	Порт 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
347	Порт 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
348	Кіровська 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
349	Кіровська 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
350	Н.Каїрська 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
351	Н.Каїрська 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
352	Таврійська 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
353	Таврійська 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
354	Сиваши 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
355	Сиваши 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
356	Чкалове 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
357	Чкалове 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
358	Брилівка 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
359	Брилівка 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
360	Б.Копані 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
361	Б.Копані 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
362	Подокалінівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
363	Молодіжна 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
364	Молодіжна 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
365	Скадовська 35/10	1 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
366	Скадовська 35/10	2 СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026

367	Птахівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
368	Заводська 35/6	1 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
369	Заводська 35/6	2 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
370	Консервна 35/6	1 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
371	Консервна 35/6	2 СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
372	Білозерка 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
373	Білозерка 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
374	Східна 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
375	Східна 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
376	Комсомольська 35/6	1СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
377	Комсомольська 35/6	2СШ 6 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
378	Станіслав 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
379	Ігулецька 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
380	Музиківська 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
381	Григорівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
382	Строганівка 35/10	СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
383	Чаплинка 35/10	1СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
384	Чаплинка 35/10	2СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026
385	Чаплинка 35/10	3СШ 10 кВ	переносний	METREL MI2892	тиждень	2026

Таблиця 11.7

Графік вимірювання параметрів якості електричної енергії в точках приєднання споживачів середньої напруги АТ «Херсонобленерго» в 2022 - 2026 роках

№ з/п	Назва підрозділу	Найменування ТП	Назва приладу	Період вимірювання	Рік вимірювання
1	Херсонські ВДРМ	ТП-58 А	METREL MI2892	тиждень	2022
2	Херсонські ВДРМ	ТП-53 А	METREL MI2892	тиждень	2022
3	Херсонські ВДРМ	ТП-151 А	METREL MI2892	тиждень	2022
4	Херсонські ВДРМ	ТП-365 А	METREL MI2892	тиждень	2022
5	Херсонські ВДРМ	ТП-152 А	METREL MI2892	тиждень	2022
6	Херсонські ВДРМ	ТП-832 А	METREL MI2892	тиждень	2022
7	Херсонські ВДРМ	ТП-168 А	METREL MI2892	тиждень	2022
8	Херсонські ВДРМ	ТП-97 А	METREL MI2892	тиждень	2022
9	Херсонські ВДРМ	ТП-1022 А	METREL MI2892	тиждень	2022
10	Херсонські ВДРМ	ТП-321 А	METREL MI2892	тиждень	2022
11	Херсонські ВДРМ	ТП-323 А	METREL MI2892	тиждень	2022
12	Херсонські ВДРМ	ТП-195 А	METREL MI2892	тиждень	2022
13	Новокаховські ВДРМ	ТП-30 А	METREL MI2892	тиждень	2022
14	Новокаховські ВДРМ	ТП-155 А	METREL MI2892	тиждень	2022
15	Новокаховські ВДРМ	ТП-158 А	METREL MI2892	тиждень	2022
16	Новокаховські ВДРМ	ТП-162 А	METREL MI2892	тиждень	2022
17	Каховські ВДРМ	ТП-484 А	METREL MI2892	тиждень	2022
18	Каховські ВДРМ	ТП-233 А	METREL MI2892	тиждень	2022
19	Каховські ВДРМ	ТП-467 А	METREL MI2892	тиждень	2022
20	Каховські ВДРМ	ТП-516 А	METREL MI2892	тиждень	2022
21	Каховські ВДРМ	ТП-132 А	METREL MI2892	тиждень	2022
22	Великопетиські ВДРМ	ТП-190 А	METREL MI2892	тиждень	2022
23	Високопільські ВДРМ	ТП-375 А	METREL MI2892	тиждень	2022
	Олександрівка		METREL MI2892		
24	Високопільські ВДРМ	ТП-105 А	METREL MI2892	тиждень	2022
25	Генічеські ВДРМ	ТП-278 А	METREL MI2892	тиждень	2022
26	Генічеські ВДРМ	ТП-729 А	METREL MI2892	тиждень	2022
27	Генічеські ВДРМ	ТП-774 А	METREL MI2892	тиждень	2022
28	Генічеські ВДРМ	ТП-778 А	METREL MI2892	тиждень	2022
29	Голопристанські ВДРМ	ТП-1239 А	METREL MI2892	тиждень	2022
30	Голопристанські ВДРМ	ТП-1261 А	METREL MI2892	тиждень	2022
31	Голопристанські ВДРМ	ТП-641 А	METREL MI2892	тиждень	2022
32	Голопристанські ВДРМ	ТП-17 А	METREL MI2892	тиждень	2022
33	Голопристанські ВДРМ	ТП-1033 А	METREL MI2892	тиждень	2022
34	Іванівські ВДРМ	ТП-22 А Н.Сірого-	METREL MI2892	тиждень	2022

		зи			
35	Новотроїцькі ВДРМ	ТП-346 А	METREL MI2892	тиждень	2022
36	Новотроїцькі ВДРМ	ТП-199 А	METREL MI2892	тиждень	2022
37	Скадовські ВДРМ	ТП-253 А	METREL MI2892	тиждень	2022
38	Скадовські ВДРМ	ТП-307 А	METREL MI2892	тиждень	2022
39	Скадовські ВДРМ	ТП-407 А	METREL MI2892	тиждень	2022
40	Олешківські ВДРМ	ТП-661 А	METREL MI2892	тиждень	2022
41	Олешківські ВДРМ	ТП-895 А	METREL MI2892	тиждень	2022
42	Олешківські ВДРМ	ТП-893 А	METREL MI2892	тиждень	2022
43	Олешківські ВДРМ	ТП-482 А	METREL MI2892	тиждень	2022
44	Чаплинські ВДРМ	ТП-488 Каланчак А	METREL MI2892	тиждень	2022
45	Чаплинські ВДРМ	ТП-495 А	METREL MI2892	тиждень	2022
46	Чаплинські ВДРМ	ТП-77 Каланчак А	METREL MI2892	тиждень	2022
47	Херсонські ВДРМ	ТП-694 А	METREL MI2892	тиждень	2023
48	Херсонські ВДРМ	ТП-878 А	METREL MI2892	тиждень	2023
49	Херсонські ВДРМ	ТП-312 А	METREL MI2892	тиждень	2023
50	Херсонські ВДРМ	ТП-225 А	METREL MI2892	тиждень	2023
51	Херсонські ВДРМ	ТП-226 А	METREL MI2892	тиждень	2023
52	Херсонські ВДРМ	ТП-245 А	METREL MI2892	тиждень	2023
53	Херсонські ВДРМ	ТП-255 А	METREL MI2892	тиждень	2023
54	Херсонські ВДРМ	ТП-379 А	METREL MI2892	тиждень	2023
55	Херсонські ВДРМ	ТП-368 А	METREL MI2892	тиждень	2023
56	Херсонські ВДРМ	ТП-271 А	METREL MI2892	тиждень	2023
57	Херсонські ВДРМ	ТП-397 А	METREL MI2892	тиждень	2023
58	Новокаховські ВДРМ	ТП-303 А	METREL MI2892	тиждень	2023
59	Новокаховські ВДРМ	ТП-166 А	METREL MI2892	тиждень	2023
60	Новокаховські ВДРМ	ТП-177 А	METREL MI2892	тиждень	2023
61	Новокаховські ВДРМ	ТП-178 А	METREL MI2892	тиждень	2023
62	Каховські ВДРМ	ТП-599 А	METREL MI2892	тиждень	2023
63	Каховські ВДРМ	ТП-108 А	METREL MI2892	тиждень	2023
64	Каховські ВДРМ	ТП-539 А	METREL MI2892	тиждень	2023
65	Каховські ВДРМ	ТП-315 А Горно-стаївка	METREL MI2892	тиждень	2023
66	Каховські ВДРМ	ТП-309 А Горно-стаївка	METREL MI2892	тиждень	2023
67	Великопетиські ВДРМ	ТП-118 А	METREL MI2892	тиждень	2023
68	Високопільські ВДРМ	ТП-3 А Олександрівка	METREL MI2892	тиждень	2023
69	Високопільські ВДРМ	ТП-107 А	METREL MI2892	тиждень	2023
70	Генічеські ВДРМ	ТП-781 А	METREL MI2892	тиждень	2023
71	Генічеські ВДРМ	ТП-756 А	METREL MI2892	тиждень	2023
72	Генічеські ВДРМ	ТП-721 А	METREL MI2892	тиждень	2023
73	Генічеські ВДРМ	ТП-765 А	METREL MI2892	тиждень	2023
74	Генічеські ВДРМ	ТП-705 А	METREL MI2892	тиждень	2023
75	Голопристанські ВДРМ	ТП-19 А	METREL MI2892	тиждень	2023
76	Голопристанські ВДРМ	ТП-690 А	METREL MI2892	тиждень	2023
77	Голопристанські ВДРМ	ТП-22 А	METREL MI2892	тиждень	2023
78	Голопристанські ВДРМ	ТП-12 2Т А	METREL MI2892	тиждень	2023
79	Голопристанські ВДРМ	ТП-405 А	METREL MI2892	тиждень	2023
80	Іванівські ВДРМ	ТП-92 А	METREL MI2892	тиждень	2023
81	Новотроїцькі ВДРМ	ТП-5 А	METREL MI2892	тиждень	2023
82	Новотроїцькі ВДРМ	ТП-14 А	METREL MI2892	тиждень	2023
83	Скадовські ВДРМ	ТП-56 А	METREL MI2892	тиждень	2023
84	Скадовські ВДРМ	ТП-278 А	METREL MI2892	тиждень	2023
85	Скадовські ВДРМ	ТП-130 А	METREL MI2892	тиждень	2023
86	Олешківські ВДРМ	ТП-832 А	METREL MI2892	тиждень	2023
87	Олешківські ВДРМ	ТП-699 А	METREL MI2892	тиждень	2023
88	Олешківські ВДРМ	ТП-927 А	METREL MI2892	тиждень	2023
89	Олешківські ВДРМ	ТП-919 А	METREL MI2892	тиждень	2023
90	Чаплинські ВДРМ	ТП-232 А	METREL MI2892	тиждень	2023
91	Чаплинські ВДРМ	ТП-52 А	METREL MI2892	тиждень	2023
92	Херсонські ВДРМ	ТП-666 А	METREL MI2892	тиждень	2024

93	Херсонські ВДРМ	ТП-665 А	METREL MI2892	тиждень	2024
94	Херсонські ВДРМ	ТП-670 А	METREL MI2892	тиждень	2024
95	Херсонські ВДРМ	ТП-677 А	METREL MI2892	тиждень	2024
96	Херсонські ВДРМ	ТП-687 А	METREL MI2892	тиждень	2024
97	Херсонські ВДРМ	ТП-267 А	METREL MI2892	тиждень	2024
98	Херсонські ВДРМ	ТП-431 А	METREL MI2892	тиждень	2024
99	Херсонські ВДРМ	ТП-777 А	METREL MI2892	тиждень	2024
100	Херсонські ВДРМ	ТП-538 А	METREL MI2892	тиждень	2024
101	Херсонські ВДРМ	ТП-539 А	METREL MI2892	тиждень	2024
102	Новокаховські ВДРМ	ТП-178 А	METREL MI2892	тиждень	2024
103	Новокаховські ВДРМ	ТП-217 А	METREL MI2892	тиждень	2024
104	Новокаховські ВДРМ	ТП-444 А	METREL MI2892	тиждень	2024
105	Новокаховські ВДРМ	ТП-461 А	METREL MI2892	тиждень	2024
106	Каховські ВДРМ	ТП-607 А	METREL MI2892	тиждень	2024
107	Каховські ВДРМ	ТП-26 А	METREL MI2892	тиждень	2024
108	Каховські ВДРМ	ТП-479 А	METREL MI2892	тиждень	2024
109	Каховські ВДРМ	ТП-500 А	METREL MI2892	тиждень	2024
110	Каховські ВДРМ	ТП-44 А Горно-стаївка	METREL MI2892	тиждень	2024
111	Великопетиські ВДРМ	ТП-8 А	METREL MI2892	тиждень	2024
112	Високопільські ВДРМ	ТП-234 А Олександрівка	METREL MI2892	тиждень	2024
113	Високопільські ВДРМ	ТП-6 А Воронцов-ка	METREL MI2892	тиждень	2024
114	Генічеські ВДРМ	ТП-788 А	METREL MI2892	тиждень	2024
115	Генічеські ВДРМ	ТП-919 А	METREL MI2892	тиждень	2024
116	Генічеські ВДРМ	ТП-759 А	METREL MI2892	тиждень	2024
117	Генічеські ВДРМ	ТП-811 А	METREL MI2892	тиждень	2024
118	Голопристанські ВДРМ	ТП-715 А	METREL MI2892	тиждень	2024
119	Голопристанські ВДРМ	ТП-994 А	METREL MI2892	тиждень	2024
120	Голопристанські ВДРМ	ТП-1247 А	METREL MI2892	тиждень	2024
121	Голопристанські ВДРМ	ТП-1008 А	METREL MI2892	тиждень	2024
122	Голопристанські ВДРМ	ТП-135 А	METREL MI2892	тиждень	2024
123	Іванівські ВДРМ	ТП-295 А Н.Сірогози	METREL MI2892	тиждень	2024
124	Новотроїцькі ВДРМ	ТП-309 А	METREL MI2892	тиждень	2024
125	Новотроїцькі ВДРМ	ТП-109 А	METREL MI2892	тиждень	2024
126	Скадовські ВДРМ	ТП-576 А	METREL MI2892	тиждень	2024
127	Скадовські ВДРМ	ТП-174 А	METREL MI2892	тиждень	2024
128	Скадовські ВДРМ	ТП-543 А	METREL MI2892	тиждень	2024
129	Олешківські ВДРМ	ТП-912 А	METREL MI2892	тиждень	2024
130	Олешківські ВДРМ	ТП-916 А	METREL MI2892	тиждень	2024
131	Олешківські ВДРМ	ТП-914 А	METREL MI2892	тиждень	2024
132	Олешківські ВДРМ	ТП-920 А	METREL MI2892	тиждень	2024
133	Чаплинські ВДРМ	ТП-235 А	METREL MI2892	тиждень	2024
134	Чаплинські ВДРМ	ТП-170 Каланчак А	METREL MI2892	тиждень	2024
135	Чаплинські ВДРМ	ТП-603 А	METREL MI2892	тиждень	2024
136	Херсонські ВДРМ	ТП-195 А	METREL MI2892	тиждень	2024
137	Херсонські ВДРМ	ТП-758 А	METREL MI2892	тиждень	2025
138	Херсонські ВДРМ	ТП-628 А	METREL MI2892	тиждень	2025
139	Херсонські ВДРМ	ТП-622 А	METREL MI2892	тиждень	2025
140	Херсонські ВДРМ	ТП-991 А	METREL MI2892	тиждень	2025
141	Херсонські ВДРМ	ТП-620 А	METREL MI2892	тиждень	2025
142	Херсонські ВДРМ	ТП-171 А	METREL MI2892	тиждень	2025
143	Херсонські ВДРМ	ТП-455 А	METREL MI2892	тиждень	2025
144	Херсонські ВДРМ	ТП-596 А	METREL MI2892	тиждень	2025
145	Херсонські ВДРМ	ТП-623 А	METREL MI2892	тиждень	2025
146	Херсонські ВДРМ	ТП-618 А	METREL MI2892	тиждень	2025
147	Херсонські ВДРМ	ТП-470 А	METREL MI2892	тиждень	2025
148	Новокаховські ВДРМ	ТП-469 А	METREL MI2892	тиждень	2025
149	Новокаховські ВДРМ	ТП-462 А	METREL MI2892	тиждень	2025
150	Новокаховські ВДРМ	ТП-457 А	METREL MI2892	тиждень	2025

151	Новокаховські ВДРМ	ТП-179 А	METREL MI2892	тиждень	2025
152	Каховські ВДРМ	ТП-630 А	METREL MI2892	тиждень	2025
153	Каховські ВДРМ	ТП-13 А Горностаївка	METREL MI2892	тиждень	2025
154	Каховські ВДРМ	ТП-481 А	METREL MI2892	тиждень	2025
155	Каховські ВДРМ	ТП-47 А Горностаївка	METREL MI2892	тиждень	2025
156	Каховські ВДРМ	ТП-621 А	METREL MI2892	тиждень	2025
157	Великопетиські ВДРМ	ТП-51 А	METREL MI2892	тиждень	2025
158	Високопільські ВДРМ	ТП-261 А Воронцовка	METREL MI2892	тиждень	2025
159	Високопільські ВДРМ	ТП-12 А Воронцовка	METREL MI2892	тиждень	2025
160	Генічеські ВДРМ	ТП-777 А	METREL MI2892	тиждень	2025
161	Генічеські ВДРМ	ТП-724 А	METREL MI2892	тиждень	2025
162	Генічеські ВДРМ	ТП-825 А	METREL MI2892	тиждень	2025
163	Генічеські ВДРМ	ТП-702 А	METREL MI2892	тиждень	2025
164	Голопристанські ВДРМ	ТП-1285 А	METREL MI2892	тиждень	2025
165	Голопристанські ВДРМ	ТП-1165 А	METREL MI2892	тиждень	2025
166	Голопристанські ВДРМ	ТП-697 А	METREL MI2892	тиждень	2025
167	Голопристанські ВДРМ	ТП-15 А	METREL MI2892	тиждень	2025
168	Голопристанські ВДРМ	ТП-1025 А	METREL MI2892	тиждень	2025
169	Іванівські ВДРМ	ТП-312 А	METREL MI2892	тиждень	2025
170	Новотроїцькі ВДРМ	ТП-107 А	METREL MI2892	тиждень	2025
171	Новотроїцькі ВДРМ	ТП-128 А	METREL MI2892	тиждень	2025
172	Скадовські ВДРМ	ТП-814 А	METREL MI2892	тиждень	2025
173	Скадовські ВДРМ	ТП-469 А	METREL MI2892	тиждень	2025
174	Скадовські ВДРМ	ТП-721 А	METREL MI2892	тиждень	2025
175	Олешківські ВДРМ	ТП-898 А	METREL MI2892	тиждень	2025
176	Олешківські ВДРМ	ТП-892 А	METREL MI2892	тиждень	2025
177	Олешківські ВДРМ	ТП-340 А	METREL MI2892	тиждень	2025
178	Олешківські ВДРМ	ТП-921 А	METREL MI2892	тиждень	2025
179	Чаплинські ВДРМ	ТП-84 Каланчак А	METREL MI2892	тиждень	2025
180	Чаплинські ВДРМ	ТП-227 А	METREL MI2892	тиждень	2025
181	Чаплинські ВДРМ	ТП-270 А	METREL MI2892	тиждень	2025
182	Херсонські ВДРМ	ТП-63 А	METREL MI2892	тиждень	2026
183	Херсонські ВДРМ	ТП-77 А	METREL MI2892	тиждень	2026
184	Херсонські ВДРМ	ТП-269 А	METREL MI2892	тиждень	2026
185	Херсонські ВДРМ	ТП-298 А	METREL MI2892	тиждень	2026
186	Херсонські ВДРМ	ТП-125 А	METREL MI2892	тиждень	2026
187	Херсонські ВДРМ	ТП-122 А	METREL MI2892	тиждень	2026
188	Херсонські ВДРМ	ЦРП-НОТ А	METREL MI2892	тиждень	2026
189	Херсонські ВДРМ	ТП-134 А	METREL MI2892	тиждень	2026
190	Херсонські ВДРМ	ТП-244 А	METREL MI2892	тиждень	2026
191	Херсонські ВДРМ	ТП-165 А	METREL MI2892	тиждень	2026
192	Новокаховські ВДРМ	ТП-455 А	METREL MI2892	тиждень	2026
193	Новокаховські ВДРМ	ТП-439 А	METREL MI2892	тиждень	2026
194	Новокаховські ВДРМ	ТП-304 А	METREL MI2892	тиждень	2026
195	Новокаховські ВДРМ	ТП-53 А	METREL MI2892	тиждень	2026
196	Каховські ВДРМ	ТП-365 А	METREL MI2892	тиждень	2026
197	Каховські ВДРМ	ТП-170 А	METREL MI2892	тиждень	2026
198	Каховські ВДРМ	ТП-171 А	METREL MI2892	тиждень	2026
199	Каховські ВДРМ	ТП-104 А	METREL MI2892	тиждень	2026
200	Каховські ВДРМ	ТП-483 А	METREL MI2892	тиждень	2026
201	Великопетиські ВДРМ	ТП-301 А	METREL MI2892	тиждень	2026
202	Високопільські ВДРМ	ТП-80 А Олександрівка	METREL MI2892	тиждень	2026
203	Високопільські ВДРМ	ТП-22 А Воронцовка	METREL MI2892	тиждень	2026
204	Генічеські ВДРМ	ТП-773 А	METREL MI2892	тиждень	2026
205	Генічеські ВДРМ	ТП-728 А	METREL MI2892	тиждень	2026
206	Генічеські ВДРМ	ТП-723 А	METREL MI2892	тиждень	2026

207	Генічеські ВДРМ	ТП-833 А	METREL MI2892	тиждень	2026
208	Генічеські ВДРМ	ТП-886 А	METREL MI2892	тиждень	2026
209	Голопристанські ВДРМ	ТП-131 А	METREL MI2892	тиждень	2026
210	Голопристанські ВДРМ	ТП-1159 А	METREL MI2892	тиждень	2026
211	Голопристанські ВДРМ	ТП-6 А	METREL MI2892	тиждень	2026
212	Голопристанські ВДРМ	ТП-1286 А	METREL MI2892	тиждень	2026
213	Голопристанські ВДРМ	ТП-67 А	METREL MI2892	тиждень	2026
214	Іванівські ВДРМ	ТП-314 А	METREL MI2892	тиждень	2026
215	Новотроїцькі ВДРМ	ТП-412 А	METREL MI2892	тиждень	2026
216	Новотроїцькі ВДРМ	ТП-391 А	METREL MI2892	тиждень	2026
217	Скадовські ВДРМ	ТП-319 А	METREL MI2892	тиждень	2026
218	Скадовські ВДРМ	ТП-230 А	METREL MI2892	тиждень	2026
219	Скадовські ВДРМ	ТП-817 А	METREL MI2892	тиждень	2026
220	Олешківські ВДРМ	ТП-704 А	METREL MI2892	тиждень	2026
221	Олешківські ВДРМ	ТП-422 А	METREL MI2892	тиждень	2026
222	Олешківські ВДРМ	ТП-368 А	METREL MI2892	тиждень	2026
223	Олешківські ВДРМ	ТП-860 А	METREL MI2892	тиждень	2026
224	Чаплинські ВДРМ	ТП-53 А	METREL MI2892	тиждень	2026
225	Чаплинські ВДРМ	ТП-115 А	METREL MI2892	тиждень	2026
226	Чаплинські ВДРМ	ТП-38 Каланчак А	METREL MI2892	тиждень	2026

Таблиця 11.8

Графік вимірювання параметрів якості електричної енергії на шинах низької напруги підстанцій СН/НН АТ «Херсонобленерго» в 2022 - 2026 роках

№ з/п	Найменування під-розділу	Найменування трансформаторної підстанції	Назва приладу	Період вимірювання	Рік вимірювання
1	Херсонські ВДРМ	ТП - 1	METREL MI2883	тиждень	2022
2	Херсонські ВДРМ	ТП - 8	METREL MI2883	тиждень	2022
3	Херсонські ВДРМ	ТП - 16	METREL MI2883	тиждень	2022
4	Херсонські ВДРМ	ТП - 29	METREL MI2883	тиждень	2022
5	Херсонські ВДРМ	ТП - 37	METREL MI2883	тиждень	2022
6	Херсонські ВДРМ	ТП - 68	METREL MI2883	тиждень	2022
7	Херсонські ВДРМ	ТП - 181	METREL MI2883	тиждень	2022
8	Херсонські ВДРМ	ТП - 229	METREL MI2883	тиждень	2022
9	Херсонські ВДРМ	ТП - 297	METREL MI2883	тиждень	2022
10	Херсонські ВДРМ	ТП - 326	METREL MI2883	тиждень	2022
11	Херсонські ВДРМ	ТП - 417	METREL MI2883	тиждень	2022
12	Херсонські ВДРМ	ТП - 452	METREL MI2883	тиждень	2022
13	Херсонські ВДРМ	ТП - 513	METREL MI2883	тиждень	2022
14	Херсонські ВДРМ	ТП - 655	METREL MI2883	тиждень	2022
15	Херсонські ВДРМ	ТП - 764	METREL MI2883	тиждень	2022
16	Каховські ВДРМ	ЗТП-31	METREL MI2883	тиждень	2022
17	Каховські ВДРМ	ЗТП-24	METREL MI2883	тиждень	2022
18	Каховські ВДРМ	ЗТП-608	METREL MI2883	тиждень	2022
19	Новокаховські ВДРМ	ЗТП-2	METREL MI2883	тиждень	2022
20	Новокаховські ВДРМ	ЗТП-5	METREL MI2883	тиждень	2022
21	Новокаховські ВДРМ	ЗТП-7	METREL MI2883	тиждень	2022
22	Олешківські ВДРМ	ЗТП-2	METREL MI2883	тиждень	2022
23	Генічеські ВДРМ	ЗТП-091	METREL MI2883	тиждень	2022
24	Херсонські ВДРМ	ТП - 4	METREL MI2883	тиждень	2023
25	Херсонські ВДРМ	ТП - 19	METREL MI2883	тиждень	2023
26	Херсонські ВДРМ	ТП - 30	METREL MI2883	тиждень	2023
27	Херсонські ВДРМ	ТП - 38	METREL MI2883	тиждень	2023
28	Херсонські ВДРМ	ТП - 160	METREL MI2883	тиждень	2023
29	Херсонські ВДРМ	ТП - 184	METREL MI2883	тиждень	2023
30	Херсонські ВДРМ	ТП - 236	METREL MI2883	тиждень	2023
31	Херсонські ВДРМ	ТП - 301	METREL MI2883	тиждень	2023
32	Херсонські ВДРМ	ТП - 335	METREL MI2883	тиждень	2023
33	Херсонські ВДРМ	ТП - 373	METREL MI2883	тиждень	2023
34	Херсонські ВДРМ	ТП - 457	METREL MI2883	тиждень	2023

35	Херсонські ВДРМ	ТП - 524	METREL MI2883	тиждень	2023
36	Херсонські ВДРМ	ТП - 662	METREL MI2883	тиждень	2023
37	Херсонські ВДРМ	ТП - 766	METREL MI2883	тиждень	2023
38	Каховські ВДРМ	ЗТП-34	METREL MI2883	тиждень	2023
39	Каховські ВДРМ	ЗТП-32	METREL MI2883	тиждень	2023
40	Новокаховські ВДРМ	ЗТП-9	METREL MI2883	тиждень	2023
41	Новокаховські ВДРМ	ЗТП-38	METREL MI2883	тиждень	2023
42	Новокаховські ВДРМ	ЗТП-48	METREL MI2883	тиждень	2023
43	Олешківські ВДРМ	ЗТП-783	METREL MI2883	тиждень	2023
44	Генічеські ВДРМ	ЗТП-069	METREL MI2883	тиждень	2023
45	Генічеські ВДРМ	ЗТП-041	METREL MI2883	тиждень	2023
46	Голопристанські ВДРМ	ЗТП-12	METREL MI2883	тиждень	2023
47	Херсонські ВДРМ	ТП - 5	METREL MI2883	тиждень	2024
48	Херсонські ВДРМ	ТП - 10	METREL MI2883	тиждень	2024
49	Херсонські ВДРМ	ТП - 22	METREL MI2883	тиждень	2024
50	Херсонські ВДРМ	ТП - 40	METREL MI2883	тиждень	2024
51	Херсонські ВДРМ	ТП - 99	METREL MI2883	тиждень	2024
52	Херсонські ВДРМ	ТП - 161	METREL MI2883	тиждень	2024
53	Херсонські ВДРМ	ТП - 218	METREL MI2883	тиждень	2024
54	Херсонські ВДРМ	ТП - 241	METREL MI2883	тиждень	2024
55	Херсонські ВДРМ	ТП - 274	METREL MI2883	тиждень	2024
56	Херсонські ВДРМ	ТП - 306	METREL MI2883	тиждень	2024
57	Херсонські ВДРМ	ТП - 337	METREL MI2883	тиждень	2024
58	Херсонські ВДРМ	ТП - 378	METREL MI2883	тиждень	2024
59	Херсонські ВДРМ	ТП - 429	METREL MI2883	тиждень	2024
60	Херсонські ВДРМ	ТП - 465	METREL MI2883	тиждень	2024
61	Херсонські ВДРМ	ТП - 503	METREL MI2883	тиждень	2024
62	Херсонські ВДРМ	ТП - 534	METREL MI2883	тиждень	2024
63	Херсонські ВДРМ	ТП - 683	METREL MI2883	тиждень	2024
64	Херсонські ВДРМ	ТП - 770	METREL MI2883	тиждень	2024
65	Каховські ВДРМ	ЗТП-14	METREL MI2883	тиждень	2024
66	Каховські ВДРМ	ЗТП-5	METREL MI2883	тиждень	2024
67	Новокаховські ВДРМ	ЗТП-49	METREL MI2883	тиждень	2024
68	Новокаховські ВДРМ	ЗТП-189	METREL MI2883	тиждень	2024
69	Генічеські ВДРМ	ЗТП-040	METREL MI2883	тиждень	2024
70	Херсонські ВДРМ	ТП - 6	METREL MI2883	тиждень	2025
71	Херсонські ВДРМ	ТП - 12	METREL MI2883	тиждень	2025
72	Херсонські ВДРМ	ТП - 23	METREL MI2883	тиждень	2025
73	Херсонські ВДРМ	ТП - 34	METREL MI2883	тиждень	2025
74	Херсонські ВДРМ	ТП - 43	METREL MI2883	тиждень	2025
75	Херсонські ВДРМ	ТП - 59	METREL MI2883	тиждень	2025
76	Херсонські ВДРМ	ТП - 110	METREL MI2883	тиждень	2025
77	Херсонські ВДРМ	ТП - 196	METREL MI2883	тиждень	2025
78	Херсонські ВДРМ	ТП - 223	METREL MI2883	тиждень	2025
79	Херсонські ВДРМ	ТП - 256	METREL MI2883	тиждень	2025
80	Херсонські ВДРМ	ТП - 315	METREL MI2883	тиждень	2025
81	Херсонські ВДРМ	ТП - 343	METREL MI2883	тиждень	2025
82	Херсонські ВДРМ	ТП - 446	METREL MI2883	тиждень	2025
83	Херсонські ВДРМ	ТП - 475	METREL MI2883	тиждень	2025
84	Херсонські ВДРМ	ТП - 505	METREL MI2883	тиждень	2025
85	Херсонські ВДРМ	ТП - 602	METREL MI2883	тиждень	2025
86	Херсонські ВДРМ	ТП - 691	METREL MI2883	тиждень	2025
87	Херсонські ВДРМ	ТП - 810	METREL MI2883	тиждень	2025
88	Каховські ВДРМ	ЗТП-341	METREL MI2883	тиждень	2025
89	Каховські ВДРМ	ЗТП-8	METREL MI2883	тиждень	2025
90	Генічеські ВДРМ	ЗТП-011	METREL MI2883	тиждень	2025
91	Новокаховські ВДРМ	ЗТП-464 Берислав	METREL MI2883	тиждень	2025
92	Новокаховські ВДРМ	ЗТП-74 Берислав	METREL MI2883	тиждень	2025
93	Херсонські ВДРМ	ТП - 7	METREL MI2883	тиждень	2026
94	Херсонські ВДРМ	ТП - 13	METREL MI2883	тиждень	2026
95	Херсонські ВДРМ	ТП - 27	METREL MI2883	тиждень	2026

96	Херсонські ВДРМ	ТП - 36	METREL MI2883	тиждень	2026
97	Херсонські ВДРМ	ТП - 48	METREL MI2883	тиждень	2026
98	Херсонські ВДРМ	ТП - 64	METREL MI2883	тиждень	2026
99	Херсонські ВДРМ	ТП - 123	METREL MI2883	тиждень	2026
100	Херсонські ВДРМ	ТП - 173	METREL MI2883	тиждень	2026
101	Херсонські ВДРМ	ТП - 206	METREL MI2883	тиждень	2026
102	Херсонські ВДРМ	ТП - 227	METREL MI2883	тиждень	2026
103	Херсонські ВДРМ	ТП - 260	METREL MI2883	тиждень	2026
104	Херсонські ВДРМ	ТП - 296	METREL MI2883	тиждень	2026
105	Херсонські ВДРМ	ТП - 344	METREL MI2883	тиждень	2026
106	Херсонські ВДРМ	ТП - 411	METREL MI2883	тиждень	2026
107	Херсонські ВДРМ	ТП - 447	METREL MI2883	тиждень	2026
108	Херсонські ВДРМ	ТП - 480	METREL MI2883	тиждень	2026
109	Херсонські ВДРМ	ТП - 537	METREL MI2883	тиждень	2026
110	Херсонські ВДРМ	ТП - 630	METREL MI2883	тиждень	2026
111	Херсонські ВДРМ	ТП - 692	METREL MI2883	тиждень	2026
112	Херсонські ВДРМ	ТП - 812	METREL MI2883	тиждень	2026
113	Генічеські ВДРМ	ЗТП-053	METREL MI2883	тиждень	2026
114	Новокаховські ВДРМ	ЗТП-71 Берислав	METREL MI2883	тиждень	2026
115	Новокаховські ВДРМ	ЗТП-79 Берислав	METREL MI2883	тиждень	2026

12. Інформація щодо запланованого виведення обладнання системи розподілу з експлуатації та оцінка впливу такого виведення.

На період до 2026 року виконання заходів, які потребують виведення енергообладнання системи розподілу з експлуатації для проведення запланованих робіт з будівництва, реконструкції або модернізації енергомереж ОСР (АТ “Херсонобленерго”), що можуть істотно вплинути на будь-які зміни в роботі окремих елементів мережі оператора системи розподілу АТ “Херсонобленерго”, суміжних систем розподілу та передачі або у системі Користувачів — не планується.

Проведення планових робіт які будуть пов'язані з виведенням в ремонт окремих основних вузлів електричної мережі АТ “Херсонобленерго”, що можуть вплинути на роботу окремих елементів мережі оператора системи розподілу АТ “Херсонобленерго”, суміжних систем розподілу та передачі або на роботу системи Користувачів, будуть здійснюватись згідно ремонтних схем (наведених у розділі “9. Дані щодо завантаження електричних мереж напругою 20 кВ та вище в характерні періоди їх роботи для нормальних та ремонтних режимів”), що не потребує виведення обладнання системи розподілу з експлуатації.

13. Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності.

Загальна частина

Розрахунок в частині заходів з компенсації реактивної потужності „Плану розвитку 2022-2026 р.” АТ „Херсонобленерго” виконано на підставі ТЕО оптимізації схеми компенсації мереж Херсонської області розробленого ТОВ «НОВОТЕХЕЛЕКТРО» у 2017 році. В свою чергу ТЕО розроблялось на підставі наданих даних значення активної та реактивної потужності по вводам 10кВ на ПС 35-150 кВ. Слід зазначити, що при розробці заходів з компенсації реактивної потужності в даному розділі було взято за основу тільки методику ТОВ «НОВОТЕХЕЛЕКТРО» яка побудована на застосуванні автоматичних установках компенсації реактивної потужності (АУКРП), які в свою чергу мають ступінчасте регулювання та великі терміни окупності за наявних в них додаткових конденсаторів, які з огляду зміни до максимуму реактивного навантаження будуть дуже рідко задіяні в робочому режимі. Тому розрахунки в цьому розділі наведені для установках компенсації реактивної потужності далі по тексту УКРП.

Більшість електричних установок поряд з активною потужністю споживають і реактивну потужність для забезпечення нормального режиму роботи в зв'язку з індуктивним характером навантаження.

Реактивний струм додатково завантажує високовольтні лінії і силові трансформатори, що призводить до збільшення втрат активної та реактивної потужності в них, впливає на їх пропускну здатність та на рівні напруги у споживача.

При необхідності підключення додаткових потужностей для багатьох підприємств актуальною стає задача підвищення пропускну здатності ліній електропередач і збільшення потужності силових трансформаторів і розподільних пристроїв, оскільки будівництво нових генеруючих потужностей дуже дорого та неможливо в короткий термін.

З урахуванням вище викладеного, економічно та технічно доцільним є компенсація реактивної потужності на підприємствах за допомогою установок компенсації реактивної потужності. У цьому випадку джерелом реактивної потужності для індуктивних споживачів є не мережа, а конденсаторні установки, встановлені безпосередньо у споживача.

Зменшення потоків повної потужності в мережі за рахунок застосування конденсаторних установок, що знижують реактивну складову повної потужності, призводить не тільки до зниження втрат електроенергії, але до зниження завантаження силового обладнання (силових трансформаторів, розподільних пристроїв, ПЛ та КЛ 35кВ) підприємства. Таким чином, підприємство отримує можливість збільшити потужність споживачів електроенергії, не збільшуючи при цьому встановлену потужність обладнання. У тому випадку, якщо силове обладнання раніше систематично перевантажувалося, розвантаження призведе до збільшення його терміну служби і зниження витрат на оплату втрат.

Застосування УКРП 6кВ та 10кВ дозволить зменшити активні втрати в ввідних трансформаторах 35/10(6)кВ за рахунок зниження повної потужності, що протікає через трансформатор, та тим самим, не тільки розвантажити трансформатор, а й зменшити плату за активну електроенергію, УКРП 35кВ не знижує ці втрати та не

впливає на оплати за активну електроенергію.

З точки зору надійності роботи найбільш надійними є УКРП 6кВ та 10кВ: ресурс комутаційних апаратів 6кВ в 25 разів вище комутаційних апаратів 35кВ та в 2,5 рази вище комутаційних апаратів 10кВ; ресурс комутаційних апаратів 10кВ в 10 разів вище комутаційних апаратів 35кВ.

Для досягнення максимального ефекту від впровадження УКРП та максимального розвантаження силового обладнання (силових трансформаторів, розподільних пристроїв, ПЛ та КЛ 35кВ) УКРП необхідно розташовувати якомога ближче до кінцевого споживача, тобто підключати до РП-6(10)кВ.

Таким чином, компенсація реактивної потужності є порівняно дешевим і одночасно ефективним засобом підвищення техніко-економічних показників електричних систем.

Установки компенсації реактивної потужності (далі УКРП) призначені для забезпечення наступних функцій:

- зниження навантаження силових кіл розподілу шляхом компенсації реактивної складової струму навантаження;
- зниження втрат в лініях та трансформаторах;
- збільшення пропускної здатності силового обладнання (силових трансформаторів, розподільних пристроїв, ПЛ та КЛ 35кВ);
- зниження оплати за споживану активну електроенергію.

Вихідні данні

Таблиця 13.1 - Споживання електроенергії по вводам 10 кВ ПС 35-150 кВ АТ"Херсонобленерго"

ПС, ввід	Середнє годинне значення, 2018р				Обчислений cosφ
	Р, кВт мінімальне	Р, кВт максимальне	Q, кВАр мінімальне	Q, кВАр максимальне	
В.Лепетиха					
ПС В.Лепетиха 2Т	1480	3970	890	1990	0,88
ПС М.Лепетиха 2Т	195	480	110	190	0,84
ПС Николаевка 1Т	110	330	10	30	0,99
ПС В.Рогачик 1Т	620	1560	370	940	0,83
ПС Первомаївка 1Т	210	470	120	280	0,81
ПС Самійлівка 1Т	55	160	30	100	0,85
ПС Ушкалка 2Т	170	450	100	270	0,84
Іванівка					
ПС Іванівка 2Т	1560	2050	940	1230	0,86
ПС Фрунзе 1Т	150	630	90	380	0,73
ПС Благодатне 2Т	400	810	240	490	0,85
ПС Трофимівська 1Т	110	340	70	200	0,81
ПС Дружбівська 1Т	200	550	140	390	0,77
ПС КХП 35/10кВ 1Т	60	170	25	90	0,90
ПС Н.Серогози 1Т	790	1810	470	1090	0,83
ПС Степова 1Т	260	810	160	480	0,88
ПС Верби 2Т	360	800	260	490	0,80
ПС П.Покровка 2Т	320	800	130	320	0,92

Високопілля					
ПС Високопільська 2Т	390	1560	250	1000	0,89
ПС Архангельська 1Т	350	830	210	510	0,87
ПС Кочубеївська 2Т	140	550	90	370	0,80
ПС Н.Вознесенівська 1Т	80	200	60	140	0,80
ПС В.Олександрівська 2Т	850	2580	470	1420	0,87
ПС Колос 1Т	20	80	10	50	0,84
ПС Б.Криницька 2Т	210	580	90	260	0,91
ПС Н.Дмитрівська 1Т	250	590	150	360	0,84
ПС Н.Кубанська 1Т	110	360	70	220	0,89
ПС Калініська 1Т	270	810	160	490	0,85
ПС Вишнева 2Т	70	230	50	150	0,83
ПС Борозенська 1Т	200	360	100	220	0,85
ПС Борозенська 2Т	370	520	220	320	0,85
ПС Н.Воронцовська 2Т	390	900	210	510	0,91
ПС Погранична 1Т	160	340	80	190	0,93
ПС Біляївська 2Т	100	700	60	420	0,86
ПС Гаврилівська 1Т	210	400	120	240	0,85
ПС З.Балківська 1Т	50	100	30	60	0,86
ПС З.Балківська 3Т	250	800	180	540	0,71
ПС Червонофлотська 1Т	100	200	60	120	0,84
ПС Хрещенівська 1Т	60	410	30	240	0,81
ПС Н.Воскресенівська 1Т	160	300	100	210	0,78
ПС Янтарна 1Т	340	700	200	420	0,84
ПС Осокорівська 1Т	110	470	70	280	0,85
ПС Піонер 1Т	160	300	90	180	0,85
ПС Світлична 1Т	110	390	70	230	0,84
Скадовськ					
ПС Скадовська 1Т	1740	4644	783	2090	0,91
ПС Скадовська 2Т	1270	2300	746	1610	0,70
ПС Новониколаевка 2Т	330	630	200	380	0,87
ПС Приморська 2Т	280	550	170	330	0,84
ПС Красное 2Т	410	780	240	470	0,83
ПС Молодіжна 2Т	1280	2500	640	1250	0,89
ПС Новоросійська 2Т	150	410	60	160	0,89
ПС Михайлівка 1Т	210	410	60	110	0,91
ПС Грушевка 2Т	150	360	90	220	0,85
ПС Таврія 2Т	200	390	80	160	0,91
ПС Птаховка 1Т	330	630	150	290	0,90
ПС Берегова 2Т	200	390	120	230	0,85
ПС Морская 2Т	200	300	100	200	0,85
ПС Широка 1Т	430	770	190	350	0,90
Олешки					
ПС Брилівка 2Т	320	940	190	560	0,89
ПС Б.Копані 1Т	660	1250	300	500	0,90
ПС Б.Копані 2Т	580	910	233	360	0,90
ПС Костогризово 1Т	180	410	110	240	0,85

ПС К.Лагеря 1Т	570	897	285	448	0,89
ПС К.Лагеря 2Т	400	760	204	380	0,89
ПС Лісова 1Т	850	1630	513	979	0,84
ПС Лісова 2Т	610	2110	150	630	0,95
ПС Н.Маячка 2Т	950	2410	410	1080	0,90
ПС Подокаоинівка 2Т	300	580	140	260	0,90
ПС Раденська 1Т	500	1090	50	110	0,99
ПС Ст.Маячка 2Т	640	1230	390	740	0,85
ПС Тарасівка 1Т	450	860	180	340	0,90
Каховка					
ПС Каховка 1Т	3510	4910	1460	2400	0,93
ПС Каховка 4Т	580	2920	90	440	0,98
ПС Коробки 1Т	410	810	240	480	0,87
ПС Кам`янка 2Т	380	740	240	450	0,83
ПС Чорнянка 2Т	370	730	220	440	0,85
ПС Любимівка 1Т	740	1290	480	830	0,84
ПС Любимівка 2Т	210	580	30	90	0,98
ПС Краса Херсонщини 2Т	340	660	140	260	0,92
ПС Чорноморівка 2Т	510	970	300	590	0,84
ПС НС-5 по МК 1Т	60	190	75	210	0,64
ПС НС-3 по МК 1Т	25	60	15	40	0,64
ПС Ретранслятор 1Т	230	710	110	350	0,91
ПС Червоний Перекоп 2Т	330	720	200	430	0,85
ПС Заозерная 1Т	40	160	30	100	0,85
ПС Богдановка 1Т	110	270	70	160	0,85
ПС Роза Люксембург 1Т	90	230	50	140	0,84
ПС Тавричанка 1Т	290	550	170	330	0,87
ПС Горностаївка 1Т	620	2220	430	1550	0,82
ПС Каїри 1Т	250	750	150	450	0,84
ПС Ольгино 2Т	120	420	70	250	0,85
ПС В.Благовіщенка 2Т	290	530	90	160	0,95
ПС Костянтинівка 1Т	360	960	130	310	0,94
Чаплинка					
ПС Чаплинка 3Т	1230	3130	620	1560	0,89
ПС К.Владимир. 2Т	500	1090	330	710	0,82
ПС Асканія Нова 1Т	450	1230	270	740	0,85
ПС Григорьевка 1Т	400	1020	240	610	0,86
ПС К.Владимировка 1Т	500	1090	310	660	0,86
ПС Строгановка 1Т	180	480	110	290	0,84
ПС Крестовка 1Т	390	840	180	380	0,90
ПС Балтазаровка 1Т	150	450	90	270	0,86
ПС Шевченко 1Т	160	500	110	350	0,81
ПС Маркеево 1Т	20	80	10	50	0,85
ПС Каланчацька 1Т	1640	2670	570	935	0,94
ПС Н-Київська 1Т	130	280	50	110	0,92
ПС Привілля 2Т	490	1050	200	420	0,93

ПС Ключова 2Т	270	590	180	380	0,83
ПС Мирна 2Т	190	550	140	410	0,78
ПС Ч.Чабан 1Т	140	390	110	310	0,75
Гопри					
ПС Б.Острів 1Т	860	1530	430	770	0,88
ПС Голопристанська 1Т	1080	2480	750	1730	0,82
ПС Голопристанська 2Т	1690	2780	253	420	0,98
ПС Пам'ятне 1Т	180	390	90	200	0,88
ПС В.Дружина 1Т	360	830	30	80	0,99
ПС Геройська 1Т	260	610	20	60	0,99
ПС Коминтерн 1Т	460	1020	250	590	0,88
ПС Бехтери 1Т	760	1780	70	180	0,99
ПС З.Порт 1Т	670	2189	469	1532	0,82
ПС З.Порт 2Т	880	3854	528	2310	0,85
ПС Більшовик 1Т	410	1080	370	950	0,72
ПС Сов.Азербайджан 1Т	310	920	30	90	0,99
ПС Гладківка 2Т	490	1110	390	890	0,78
ПС Долматовка 1Т	650	1440	290	130	0,97
ПС М.Копани 1Т	462,09		0,00		0,99
ПС Кардашинська 2Т	280	560	130	280	0,88
ПС Н.Збур'ївка 2Т	660	1390	390	830	0,86
Н.Каховка					
ПС Щорса 1Т	951	2310	140	350	0,98
ПС Щорса 2Т	1870	5153	190	510	0,99
ПС Щорса 3Т	411	2060	164	823	0,93
ПС Основа 1Т	1160	2340	520	1050	0,91
ПС Основа 2Т	710	1370	280	550	0,92
ПС Порт 1Т	550	2130	330	1280	0,84
ПС Дніпряны 1Т	840	1880	420	940	0,90
ПС Таврійська 2Т	60	330	30	170	0,89
ПС Зоря 2Т	1010	3280	610	1270	0,85
ПС Ново-Райська 1Т	370	750	220	450	0,85
ПС Тягінська 2Т	230	520	140	310	0,86
ПС Заречна 1Т	230	550	120	330	0,87
ПС Раковська 1Т	110	190	60	110	0,85
ПС Кіровська 1Т	130	250	80	150	0,85
ПС Сухановська 1Т	30	80	25	75	0,72
ПС Зміївська 2Т	370	720	150	290	0,92
ПС Казацька 1Т	1040	2060	420	820	0,92
ПС Новокаїрська 1Т	150	310	70	140	0,90
ПС Костирка 1Т	100	200	70	150	0,81
ПС Червоний Маяк 1Т	160	380	100	230	0,85
ПС Високовська 2Т	160	420	90	260	0,84
ПС Качкаровська 1Т	310	590	190	380	0,84
ХМЕМ					
ПС Комсомольская 1Т	2030	9630	1220	5780	0,85
ПС Комсомольская 2Т	2580	5610	1550	3370	0,86

ПС Текстильна 1Т	3180	9350	950	2810	0,95
ПС Текстильна 2Т	2240	9820	670	2950	0,95
ПС Северная 1Т	1400	6390	280	1280	0,98
ПС Северная 2Т	1750	4880	785	981	0,98
ПС Сухарна 1Т	1400	5030	210	750	0,98
ПС Сухарна 2Т	680	2030	110	315	0,98
ПС Киндійська 1Т	898	1267	251	423	0,86
ПС Киндійська 2Т	1612	2620	403	474	0,96
ПС Бетонверфь 1Т	170	510	100	310	0,86
ПС Бетонверфь 2Т	120	1050	70	630	0,86
ПС Кошова 1Т	В гарячому резерві, шини 1 с.ш.6 кВ від ПС Острівна 1Т				
ПС Кошова 2Т	1230	2760	490	1100	0,92
ПС Острівна 1Т	1210	2850	480	1140	0,95
ПС Острівна 2Т	60	440	20	180	0,92
ПС Дніпровська 1Т	1390	6140	560	2460	0,92
ПС Дніпровська 2Т	1100	5920	440	2370	0,92
ПС Консервна 1Т	1250	2540	770	1520	0,91
ПС Консервна 2Т	650	1998	390	697	0,89
ПС Заводська 1Т	1460	3050	580	1220	0,95
ПС Заводська 2Т	310	1750	120	700	0,96
ПС Дзержинська 1Т	1710	3980	680	1590	0,94
ПС Дзержинська 2Т	2390	2290	160	920	0,94
ПС Строительная 1Т	640	1550	260	620	0,94
ПС Строительная 2Т	1340	2160	330	540	0,96
ПС Оч.Споруди 1Т	1030	1980	620	1190	0,97
ПС Оч.Споруди 2Т	400	2440	240	1460	0,94
ПС МИС 1Т	630	1970	немає обліку		-
ПС МИС 2Т	250	630	немає обліку		-
ПС ТОК 1Т	120	240	немає обліку		-
ПС ТОК 2Т	156	610	немає обліку		-
ПС Солнечная 1Т	80	230	немає обліку		-
ПС Антонівка 1Т	90	310	немає обліку		-
ПС Антонівка 2Т	290	1100	немає обліку		-
ПС Камишанська 1Т	-3630 від шин генерація	-4360 від шин генерація	-250 від шин генерація	-350 від шин генерація	0,99
ПС Камишанська 2Т	230	860	140	517	0,85
ПС Білозьорка 1Т	980	1743	490	871	0,89
ПС Білозьорка 2Т	508	1907	101	381	0,97
ПС Ш.Балка 1Т	383	1020	230	610	0,85
ПС Ш.Балка 2Т	640	950	380	570	0,84
ПС Радянська 1Т	70	95	немає обліку		-
ПС Радянська 2Т	190	560	40	110	0,97
ПС Киселевка 1Т	250	1020	60	25	0,96
ПС Чорнобаєвка 1Т	1870	2214	1096	1478	0,87
ПС Дар'євка 1Т	790	2190	490	1310	0,86
ПС Дар'євка 2Т	В гарячому резерві				-

ПС Станислав 2Т	350	1020	210	610	0,86
ПС Олександрівка 1Т	110	705	370	420	0,86
ПС Токарівка 1Т	140	350	65	155	0,92
ПС Токарівка 2Т	175	480	86	198	0,93
ПС Інгулецька 1Т	220	770	95	310	0,92
ПС Правдино 1Т	200	550	немає обліку		-
ПС Восточная 1Т	264	2010	5	20	1,00
ПС Восточная 2Т	176	1729	15	5	0,99
ПС Торгова 1Т	630	2110	немає обліку		-
ПС Г.Велетень1Т	620	1670	немає обліку		-
ПС Садово 1Т	260	690	немає обліку		-
ПС Батумська 1Т	410	980	немає обліку		-
ПС Музиковка 2Т	280	860	немає обліку		-
ПС Прогресс1Т	120	550	немає обліку		-
Генічеськ					
ПС Генічеська 1Т	1530	5160	460	1550	0,95
ПС Генічеська 2Т	1160	3750	290	940	0,96
ПС Озерянська 1Т	30	90	20	50	0,85
ПС Вікторівка 1Т	180	550	60	190	0,94
ПС Партизанська 1Т	310	1010	60	200	0,97
ПС Чонгарська 2Т	200	710	120	420	0,85
ПС Н.Григор'євська 1Т	230	700	140	420	0,85
ПС Стрелкове 1Т	553	2040	304	1120	0,87
ПС Стрелкове 2Т	35	1070	0	100	0,99
ПС Щасливцево 1Т	550	2960	460	2370	0,76
ПС Петровська 1Т	210	860	120	470	0,87
ПС Приазовська 1Т	370	1010	40	10	0,99
ПС Генгорка 1Т	142	938	110	750	0,79
ПС Генгорка 2Т	302	1360	240	1090	0,80
Н.Троїцька					
ПС Громівка 1Т	450	1220	270	980	0,85
ПС Отрадівка 2Т	280	560	170	450	0,85
ПС Подове 2Т	170	520	90	260	0,89
ПС Попелак 1Т	150	310	70	140	0,91
ПС Сиваши 2Т	490	1020	200	410	0,93
ПС Чкалово 1Т	290	810	130	480	0,91
ПС Федорівка 2Т	280	550	60	110	0,97
ПС Михайлівка 2Т	170	440	90	240	0,87
ПС Василівка 1Т	90	210	60	140	0,82
ПС-150кВ Херсонського регіона					
ПС П.Покрівська МВ-10-1Т	100	250	40	100	0,93
ПС П.Покрівська МВ-10-2Т	220	360	155	250	0,83
ПС ХНПЗ ВВ-6-1Т-1	1230	3450	615	1740	0,89
ПС ХНПЗ ВВ-6-1Т-3	1670	2050	1000	1230	0,86
ПС Комунальна ВВ-10-1Т-1	1940	5290	529	530	0,99
ПС Комунальна ВВ-10-1Т-3	350	2110	40	210	0,99
ПС Комунальна ВВ-10-2Т-2	870	3050	130	460	0,98

ПС Комунальна ВВ-10-2Т-4	1230	3350	120	330	0,99
ПС Микільська ВВ-6-1Т	2270	4200	20	40	1,00
ПС Бериславська МВ-10-1Т	770	2460	610	1970	0,73
ПС Трифонівська ВВ-10-1Т	360	-7260 від шин генерація	10	0	1,00
ПС Промислова ВВ-10-1Т	690	1900	130	380	0,97
ПС Промислова ВВ-10-2Т	500	2100	170	730	0,94
ПС Цюрупинська ВВ-10-1Т	990	-7230 від шин генерація	90	0	0,99
ПС Цюрупинська ВВ-10-2Т	90	-6540 від шин генерація	10	0	0,99
ПС Чулаківка МВ-10-1Т	260	940	80	280	0,95
ПС Чулаківка МВ-10-2Т	120	1200	110	1080	0,67
ПС Виноградово ВВ-10-1Т	410	1300	140	450	0,94
ПС-150кВ Каховського регіона					
ПС Рубанівка 1Т	620	-7550 від шин генерація	60	0	0,99
ПС Рубанівка 2Т	90	-6880 від шин генерація	10	0	0,99
ПС Дудчино МВ-10-1Т	80	200	70	180	0,58
ПС Дудчино МВ-10-2Т	80	220	70	200	0,54
ПС Н.Троїцька ВВ-10-1Т	410	4920	180	2210	0,91
ПС Н.Троїцька ВВ-10-2Т	1540	4710	1000	3060	0,84
ПС Н.Олексіївка МВ-10-1Т	1220	-3760 від шин генерація	550	-1690 від шин генерація	0,91
ПС Н.Олексіївка МВ-10-2Т	260	-1150 від шин генерація	230	-970 від шин генерація	0,73
ПС ГНС КОС ВМ-10-1-2Т	1070	16390	160	2460	0,98
ПС ГНС КОС ВМ-10-3-4Т	1240	34620	180	5190	0,98
ПС ГНС СОС ВМ-6-2Т	50	4230	10	840	0,97
ПС Промбаза ВМ-10-1Т-1,3	750	2340	300	930	0,92
ПС Промбаза ВМ-10-2Т-2,4	1590	-1500 від шин генерація	1190	-1120 від шин генерація	0,81

Аналіз вимірних експлуатаційних вихідних даних

Згідно статичних даних економічно недоцільно розглядати впровадження конденсаторних установок на ПС 35/10(6)кВ, які мають наступне споживання реактивної потужності:

- менш ніж 450кВАр, номінальна напруга РП 10кВ;
- менш ніж 200кВАр, номінальна напруга РП 6кВ.

Отже, в подальших розрахунках такі ПС не розглядаються.

В Таблиці 13.1 виділені значення які перевищують реактивну складову в 450кВАр та 200кВАр для класу напруги 10 кВ та 6 кВ відповідно на ПС 35-150 кВ та можуть розглядатися на перспективу встановлення компенсуючих установок і

наведені в Таблиці 13.2.

Також слід відмітити, що по кожному об'єкту буде розроблено ПКД, яке в свою чергу буде містити комплексні вимірювання U, I, P, Q, гармонійних складових струму і напруги, та перераховано більш детально за методикою вимірювань побудованою на базі методик ГОСТ-13109-97, але зі змінами і відступами, пов'язаними з особливостями вимог щодо ПКЕ виробників конденсаторів до допустимих умов експлуатації. Засобом виміру ПКЕ є спеціалізований багатофункціональний прилад (вимірювальний комплекс) типу SMPQ-44 який використовувався ТОВ «НОВОТЕХЕЛЕКТРО» у 2017 при розробці ТЕО.

Таблиця 13.2. - ПС 35-150 для встановлення УКРП.

ПС, ввід	Середнє годинне значення, 2018р				Обчислений cosφ
	P, кВт мінімальне	P, кВт максимальне	Q, кВАр мінімальне	Q, кВАр максимальне	
ПС В.Лепетиха 2Т	1480	3970	890	1990	0,88
ПС Іванівка 2Т	1560	2050	940	1230	0,86
ПС Н.Серогози 1Т	790	1810	470	1090	0,83
ПС В.Олександрівська 2Т	850	2580	470	1420	0,87
ПС Скадовська 1Т	1740	4644	783	2090	0,91
ПС Скадовська 2Т	1270	2300	746	1610	0,70
ПС Молодіжна 2Т	1280	2500	640	1250	0,89
ПС Лісова 1Т	850	1630	513	979	0,84
ПС Каховка 1Т	3510	4910	1460	2400	0,93
ПС Любимівка 1Т	740	1290	480	830	0,84
ПС Чаплинка 3Т	1230	3130	620	1560	0,89
ПС Каланчацька 1Т	1640	2670	570	935	0,94
ПС Голопристанська 1Т	1080	2480	750	1730	0,82
ПС З.Порт 1Т	670	2189	469	1532	0,82
ПС З.Порт 2Т	880	3854	528	2310	0,85
ПС Основа 1Т	1160	2340	520	1050	0,91
ПС Комсомольська 1Т	2030	9630	1220	5780	0,85
ПС Комсомольська 2Т	2580	5610	1550	3370	0,86
ПС Текстильна 1Т	3180	9350	950	2810	0,95
ПС Текстильна 2Т	2240	9820	670	2950	0,95
ПС Кошова 2Т	1230	2760	490	1100	0,92
ПС Острівна 1Т	1210	2850	480	1140	0,95
ПС Дніпровська 1Т	1390	6140	560	2460	0,92
ПС Днепровська 2Т	1100	5920	440	2370	0,92
ПС Консервна 1Т	1250	2540	770	1520	0,91
ПС Консервна 2Т	650	1998	390	697	0,89
ПС Заводська 1Т	1460	3050	580	1220	0,95
ПС Дзержинська 1Т	1710	3980	680	1590	0,94
ПС Строительная 1Т	640	1550	260	620	0,94
ПС Строительная 2Т	1340	2160	330	540	0,96
ПС Оч.Споруди 1Т	1030	1980	620	1190	0,97
ПС Оч.Споруди 2Т	400	2440	240	1460	0,94

ПС Білозборка 1Т	980	1743	490	871	0,89
ПС Чорнобаєвка 1Т	1870	2214	1096	1478	0,87
ПС Дар'євка 1Т	790	2190	490	1310	0,86
ПС Генічеська 1Т	1530	5160	460	1550	0,95
ПС Щасливецево 1Т	550	2960	460	2370	0,76
ПС ХНПЗ ВВ-6-1Т-1	1230	3450	615	1740	0,89
ПС ХНПЗ ВВ-6-1Т-3	1670	2050	1000	1230	0,86
ПС Комунальна ВВ-10-1Т-1	1940	5290	529	530	0,99
ПС Бериславська МВ-10-1Т	770	2460	610	1970	0,73
ПС Бериславська МВ-10-1Т	770	2460	610	1970	0,73
ПС Н.Троїцька ВВ-10-2Т	1540	4710	1000	3060	0,84
ПС Промбаза ВМ-10-2Т-2,4	1590	-1500 від шин генерація	1190	-1120 від шин генерація	0,81

Технічне рішення по оснащенню ПС УКРП

Згідно із технічними вимогами АТ "Херсонобленерго", планується впровадження нерегульованої установки компенсації реактивної потужності (далі - УКРП), як найоптимальніший баланс між ефектом від зниження втрат, викликаних протіканням реактивної потужності через живлячі лінії на трансформатори та фінансовими вкладеннями у УКРП.

Як впливає з принципу дії нерегульованих УКРП, зважаючи на відсутність спеціалізованих вакуумних контакторів, призначених для комутації конденсаторів, які мають обмежений ресурс і потребують заміни в середньому через 2-3 роки експлуатації, нерегульована УКРП має істотно більшу надійність і простоту експлуатації через відсутність механічних рухомих частин, менші експлуатаційні витрати, відсутність необхідності постійного контролю, регулювання та профілактики комутаційних пристроїв з боку персоналу.

Крім того, нерегульовані УКРП навіть аналогічної потужності мають менші габарити, що спрощує їх розміщення на майданчику ПС.

При цьому, за рахунок постійного включення, ефективність нерегульованих УКРП тільки на 10...15% нижче, ніж регульованих (автоматичних), але аналогічні автоматичні УКРП у 4 рази дорожче, отже переваги очевидні.

Окремо слід відзначити, що відсутність постійних комутацій з піковими ударними струмами до 100 x I_{ном} істотно подовжує термін служби конденсаторів, виключаючи їх знос та пробої діелектрика, суттєво збільшуючи їх термін служби.

Головною умовою при виборі потужності є недопущення генерації реактивної потужності у мережу 35кВ від УКРП 10кВ. Аварійні, ремонтні режими та рідкі (нетипові) нестандартні режими несподівано різкого зменшення споживання не враховуються, оскільки УКРП буде оснащена автоматичним блоком контролю та захистів, який відключить УКРП у будь-якому нестандартному режимі, та видасть відповідний аварійний сигнал черговому персоналу.

Вибір потужності УКРП виконується за мінімальним сталим показником споживання на вводах 10кВ. В даному випадку такими є, за даними аналізу статистики, значення наведені в Таблиці 13.2. Дані показник будуть обиратись також з урахуванням потужності холостого ходу кожного трансформатора окремо.

Детальні характеристики та особливості УКРП які розглядаються в перспективі

встановлення на ПС будуть окремо підтверджені проектними рішеннями та включені в розробку ПКД у даній “План перспективного розвитку мережі АТ”Херсонобленерго”” з подальшою реалізацією цих проектів в найближчі роки.

Вибір параметрів УКРП

Вибір параметрів УКРП включає в себе вибір номінальної напруги, виконання конденсаторів, виконання оболонки, захистів, особливостей вторинних кіл, параметрів особливого контролю стану конденсаторів та інше.

При виборі параметрів УКРП слід провести аналіз ефективності впровадження УКРП номінальною напругою 6кВ, 10кВ та 35кВ розглянемо на прикладі УКРП потужністю 2000кВАр з конфігурацією 2x1000кВАр.

Таблиця 13.3 – Порівняння УКРП 6кВ, 10кВ та 35кВ

Характеристики	Значення		
	УКРП 6кВ	УКРП 10кВ	УКРП 35кВ
Потужність, кВАр	2000		
Конфігурація, кВАр	2x1000		
Орган керування	Мікропроцесорний регулятор		
Конденсатори	3-фазні		1-фазні
Комутаційні апарати	Вакуумні контактори		Елегазові Вимикачі
Ресурс апарата ступені	250 000	100 000	10 000
Орієнтовна вартість АУКРП, грн. з НДС	450 035	692 084	2 676 274
Термін постачання	90...100 робочих днів		130...150 робочих днів
Орієнтовний економічний ефект, грн. з НДС/міс	500...4 500		Немає
Додаткове обладнання, яке необхідно встановити	немає		Комірка з захистним вимикачем 35кВ, роз'єднувач 35кВ, ТН-35кВ, ОПН 35кВ

З урахуванням вище викладеного можна зробити наступні висновки:

1) Вартість УКРП 10кВ орієнтовно в 4 рази дешевше УКРП 35кВ, а вартість УКРП 6кВ орієнтовно в 1,5 рази дешевше АУКРП 10кВ.

2) Застосування УКРП 6кВ та 10кВ дозволить зменшити активні втрати в ввідних трансформаторах 35/10(6)кВ за рахунок зниження повної потужності, що протікає через трансформатор, та, тим самим, не тільки розвантажити трансформатор, а й зменшити плату за активну електроенергію, УКРП 35кВ не знижує ці втрати та не впливає на оплати за активну електроенергію.

3) Економічний ефект від зниження втрат в трансформаторі збільшується в квадратичній залежності від завантаження трансформатора до компенсації.

4) З точки зору надійності роботи найбільш надійними є УКРП 6кВ та 10кВ:

ресурс комутаційних апаратів 6кВ в 25 разів вище комутаційних апаратів 35кВ та в 2,5 рази вище комутаційних апаратів 10кВ;

ресурс комутаційних апаратів 10кВ в 10 разів вище комутаційних апаратів 35кВ.

5) Термін виготовлення та постачання УКРП 6кВ та 10кВ менший, ніж УКРП 35кВ на 2...3 місяці.

Тому найбільш доцільним є встановлення УКРП 6кВ та 10кВ.

З урахуванням частоти появи максимальних діючих значень напруги 10-6кВ необхідне застосування конденсаторів з напругою не нижче 11кВ.

Апаратом, що буде підключати, та відключати УКРП від мережі буде вакуумний вимикач. Його комірка, обладнана шинним та лінійним роз'єднувачами інтегрована у склад УКРП. Лінійний роз'єднувач забезпечено заземлюючими ножами із сторони УКРП та заблоковано із її силовими та вторинними колами.

Рівень спотворень по току і за напругою не перевищує допустимий для стандартних конденсаторів. Отже, для стабільної безаварійної роботи обладнання на ПС достатнім є застосування конденсаторів зі стандартними технічними характеристиками.

Вибір потужності виконується за мінімальним сталим показником споживання по вводу 10-6кВ. Даний показник обрано також з урахуванням потужності холостого ходу трансформатора окремо для кожної номінальної потужності.

УКРП встановлюється на території ПС у виконанні кіоскового типу для зовнішньої установки (У1) у максимальній близькості до існуючих комірок РП-10кВ. Особливо слід відзначити, що можливе збільшення навантаження на довгостроковий період 5...10 років для врахування розвитку мереж, передбачено можливістю 2-кратного збільшення потужності УКРП шляхом закладення додаткової шафи з усіма необхідними вторинними колами, шинами та іншим допоміжним обладнанням. Таке рішення дозволяє у потрібний момент збільшити потужність УКРП до максимальних шляхом тільки встановлення ще додаткового конденсатору(ів) (тобто із будь-яким приростом кроку збільшення у 50кВАр) разом із відповідним струмообмежуючим реактором та запобіжниками.

При цьому усі основні струмоведучі частини та вимірювальні засоби розраховані також на максимальну потужність, що дає можливість тільки додати конденсатор(и) необхідної потужності без перебудови усієї УКРП. Також дуже важливою особливістю є можливість кожної УКРП залишатися у роботі при переході з розділеного живлення секцій 10кВ на живлення від одного з трансформаторів шляхом замикання секційного вимикача у аварійних та ремонтних ситуаціях та при поверненні живлення у нормальну схему завдяки застосуванню блоку сумування струмових сигналів 0...5А, вбудованому у блок контролю та захисту УКРП. Ця функція суттєво збільшить надійність роботи УКРП у будь-яких нестандартних режимах.

Отже, вибір потужності нерегульованої УКРП виконується на ґрунті детального аналізу статистики споживання активної та реактивної енергії та вибору найоптимальнішого базового рівня реактивної потужності, що необхідно скомпенсувати (виключити споживання із мережі). При виборі потужності також враховується рівень ялового ходу та втрати к.з. живлячих трансформаторів.

Економічний ефект від впровадження УКРП.

Економічний ефект при впровадженні конденсаторної установки забезпечується за рахунок зниження активних втрат у вводному трансформаторі і живильних лініях 35кВ (150кВ), тому що завантаження трансформатора і ліній зменшується на величину скомпенсованої реактивної потужності і відповідно, знижуються активні втрати від її протікання через ці елементи мережі.

В подальшому будуть розглядатися об'єкти з найбільшою реактивною складовою та найвіддаленіші від живлячих ПС 150.

Втрати у трансформаторах.

Розрахунок наведено на прикладі однієї ПС, що до зниження витрат за рахунок зменшення активних втрат трансформатора 1Т ПС «Чорнобаївка» потужністю 4000кВА.

Зниження витрат на активні втрати в трансформаторі 4000кВА при збільшенні усередненого $\cos\phi$ с 0,869 до $\approx 0,973$ розраховується по формулі:

$$\Delta Z_{п} = (P_{вт.кз.} \times R_{навант}^2) / S_{ном}^2 \times \text{тр} \times K_2 \times T_{исп макс} \times C_{т} \text{ е/е}$$

де:

$R_{пк.з}$ – втрати к.з. тр-ра 4 000кВА – 32кВт (за довідником);

$R_{навант}$ – усереднене діюче навантаження тр-ра – 2 250кВт;

$S_{ном}$ – номінальна потужність тр-ра – 4 000кВА;

$\cos\phi_1$ – коефіцієнт потужності до компенсації – 0,869;

$\cos\phi_2$ – коефіцієнт потужності після компенсації – $\approx 0,973$;

$C_{т} \text{ э/э}$ – вартість електроенергії для ОСР (оператора розподілу) – 1,62 грн. з ПДВ /кВт-г

$T_{исп макс}$ для тр-ра (11 місяців живлення від ПС150 “П.Покровская) – 8 040г в рік; та (1 місяць живлення за ремонтною схемою від ПС 150 “ХНПЗ”) -720 г в рік. Загалом - 8760 г в рік

K_2 – коефіцієнт, пропорційний різниці $\cos\phi_1$ и $\cos\phi_2$ – 0,104

$$\Delta Z_{п} = (32 \times 2\,250^2) / 4\,000^2 \times 0,104 \times 8760 \times 1,62 = 13\,583 \text{ грн/рік}$$

Звідки, щорічне зниження витрат на активну енергію (втрати в трансформаторі), обумовлене впровадженням установки компенсації реактивної потужності для трансформатора Т1 складатиме – 13 583грн / рік.

Аналогічний розрахунок виконується для інших ПС включених до плану розвитку

Таблиця 13.4- Економічний ефект від зниження активних втрат в трансформаторах ПС 35-150.

Ввод	Номінальна потужність тр-рів $S_{ном}$, кВА	Усереднений $\cos\phi$ до компенсації	$\cos\phi$ після комп.	Усереднене діюче навантаження тр-рів $R_{нав}$, кВт	Твик макс, годин в рік	Зниження витрат на активну енергію грн/рік
ПС В.Лепетиха 2Т	6 300	0,88	0,98	2750	7900	11 218
ПС Іванівка 2Т	4 000	0,86	0,98	1805	7800	9 880
ПС Н.Серогози 1Т	4 000	0,83	0,98	1300	7800	6 406
ПС Скадовська 1Т	10 000	0,91	0,991	3192	6000	14 105
ПС Скадовська 2Т	10 000	0,70	0,991	1785	6000	11 635

ПС Молодіжна 2Т	2 500	0,89	0,97	1890	6800	11 584
ПС Каховка 1Т	10 000	0,93	0,999	5909	6000	40 220
ПС Чаплинка 3Т	6 300	0,89	0,991	2180	8500	7 660
ПС Каланчацька 1Т	6 300	0,94	0,991	2155	8200	3 646
ПС 3.Порт 1Т	10 000	0,82	0,98	1430	8500	2 703
ПС 3.Порт 2Т	10 000	0,85	0,98	2367	8500	6 018
ПС Білозьорка 1Т	4 000	0,89	0,98	1360	7800	4 206
ПС Чорнобаєвка 1Т	4 000	0,87	0,973	2250	8040	13 583
ПС Щасливцево 1Т	10 000	0,76	0,99	1755	7200	4 957

Втрати у лініях

Розрахунок втрат у лініях розглянуто на прикладі живлячої ПС «Чорнобаївка» від ПЛ-35кВ «П.Покровская» – 11 місяців 8 040г в рік та резервної ПЛ-35кВ «ХНПЗ» на час проведення ремонтних робіт ПЛ-35кВ «П.Покровская» 1 місяць -720 г в рік, живлячої ПС «Чорнобаївка». Ці втрати є найбільшими, оскільки зменшення втрат у інших лініях 35кВ та 150кВ суттєво менше за рахунок участі значно більших навантажень у їх перетоках. На основі довідникових даних та розрахунків, зниження цих втрат складуть орієнтовно ще 10...15% від зниження втрат у ПЛ-35кВ «ХНПЗ» та ПЛ-35кВ «П.Покровская».

Зниження витрат на активні втрати в живлячих лініях 35кВ при збільшенні усередненого $\cos\phi$ з 0,869 до $\approx 0,973$ розраховується по формулі:

$$\Delta Z_{п} = P^2_{навант.} \times R^2_{лін} / U^2_{лін} \times K_2 \times T_{исп макс} \times St \text{ e/e,}$$

Для режиму від ПЛ-35кВ «П.Покровская»:

$$\Delta Z_{п} = 2\,250^2 \times 0,16^2 / 35,2^2 \times 0,104 \times 8\,040 \times 1,62 = 140\,323 \text{ грн / рік}$$

Для режиму від ПЛ-35кВ «ХНПЗ»:

$$\Delta Z_{п} = 2\,250^2 \times 0,05^2 / 35,2^2 \times 0,104 \times 720 \times 1,62 = 1\,227 \text{ грн / рік}$$

Звідки, щорічне зниження витрат на активні втрати в живильних лініях 35кВ обумовлене впровадженням установки компенсації реактивної потужності для ПС «Чорнобаївка» складатиме — 141 550 грн / рік

Отже, з урахуванням вищенаведеного, сумарні втрати у живлячих мережах ліній 35кВ та 150кВ складатимуть:

$$141\,550 \times 1,15 = 162\,782 \text{ грн/рік.}$$

Аналогічний розрахунок виконується для інших ПС включених до плану розвитку.

Таблиця 13.5- Економічний ефект від зниження активних втрат в лініях.

Ввод	Опір лінії R _{лін} , кОм	Усереднені до компенсації cosφ	cosφ після комп.	Усереднене діюче навантаження тр-рів P _{нав} , кВт	Твик макс, годин в рік	Зниження витрат на активну енергію грн/рік
ПС В.Лепетиха 2Т	0,065	0,88	0,98	2750	7900	37 953
ПС Іванівка 2Т	0,26	0,86	0,98	1805	7800	309 959
ПС Н.Серогози 1Т	0,17	0,83	0,98	1300	7800	85 921
ПС Скадовська 1Т	0,13	0,91	0,991	3192	6000	125 828
ПС Скадовська 2Т	0,06	0,70	0,991	1785	6000	30 113
ПС Молодіжна 2Т	0,12	0,89	0,97	1890	6800	42 074

ПС Каховка 1Т	0,004	0,93	0,999	5909	6000	13 584
ПС Чаплинка 3Т	0,076	0,89	0,991	2180	8500	35 433
ПС Каланчацька 1Т	0,13	0,94	0,991	2155	8200	49 351
ПС 3.Порт 1Т	0,158	0,82	0,98	1430	8500	104 389
ПС 3.Порт 2Т	0,055	0,85	0,98	2367	8500	28 159
ПС Білозборка 1Т	0,122	0,89	0,98	1360	7800	29 058
ПС Чорнобаєвка 1Т	0,16	0,87	0,973	2250	8040	162 782
ПС Щасливцево 1Т	0,08	0,76	0,99	1755	7200	49 082

Сумарний підсумковий економічний ефект зниження активних втрат в трансформаторах ПС, а також в їх живильних лініях 35кВ (150кВ), наведено в Таблиці 13.6

Розрахунок строку окупності

Розрахунок строку окупності згідно ТЕО за формулою $CO = V/E$ [років]: де V = вартість впровадження УКРП (вартість встановлення на ПС згідно Таблиці 13.6), E = економія витрат на активну енергію за рахунок зниження активних втрат

Зважаючи на викладені розрахунки є доцільним розглядати встановлення УКРП с строком окупності який не перевищує 30 років, що і запропоновано до влучення в план розвитку.

Таблиця 13.6 – Сумарний підсумковий економічний ефект УКРП з виконанням робіт по рокам.

Ввод	Потужність установки кВАр	Вартість установки УКРП	Зниження витрат на активну енергію грн/рік	Строк окупності УКРП, років	Рік впровадження
ПС Молодіжна 2Т	650	740 000	53 659	14	2022
ПС Білозборка 1Т	500	670 000	33 265	20	2022
ПС Щасливцево 1Т	500	670 000	54 040	12	2023
ПС Н.Серогози 1Т	500	670 000	92 327	7	2023
ПС Іванівка 2Т	900	1 101 000	319 840	3	2024
ПС Каланчацька 1Т	550	690 000	52 997	13	2024
ПС Чаплинка 3Т	650	740 000	43 093	17	2025
ПС 3.Порт 1Т	500	1 201 000	107 092	8	2025
ПС 3.Порт 2Т	550		34 176		
ПС В.Лепетиха 2Т	900	1 101 000	49 170	22	2026

Висновки строку окупності

На підставі проаналізованих вихідних даних та вимірів можна зробити наступні висновки:

Детальний аналіз наявних графіків навантаження ПС 35кВ вводів 10кВ силових трансформаторів, показує, що найбільш технічно доцільним рішенням є застосування нерегульованих установок компенсації реактивної потужності приєднаних до секцій 10кВ, оскільки ця потужність є мінімальним стійким значенням згідно діючих графіків навантаження за умови недопущення генерації у мережу 35кВ.

Також на підставі проведеного аналізу та розрахунків було зроблено висновки, що ПС які мають близьке розташування до живлячих ПС 150 кВ і малий опір живля-

чих ліній та також малий «коефіцієнт, пропорційної різниці $\cos\varphi 1$ и $\cos\varphi 2$ » не можуть бути включені до «Плану перспективного розвитку АТ “Херсонобленерго”», так як мають занадто великі строки окупності.

Як впливає з наведених вище розрахунків, **економічний ефект** при впровадженні пропонованих УКРП і становитиме для ПС зі строками окупності в Таблиці 13.6. та буде більш детально підтверджено розрахунками в проектах включених до плану розвитку.

Слід відмітити, що при розробці ПКД по кожному об'єкту строки окупності будуть змінюватись від таких показників як вартість електроенергії, вартість самої УКРП, завантаженість трансформатора в годинах на рік та інших показників.

Тому при розвитку мережі району, при якому будуть задіяні ПС, передбачено у конструкції УКРП можливість спрощеного збільшення потужності без змін у її конструкції, або переробці проектних електротехнічних або будівельних рішень.

Підсумкові параметри УКРП

Підсумкові вибрані параметри УКРП-10кВ зведені в табл.13.7.

Таблиця 13.7. - Параметри УКРП-10кВ

Параметри УКРП	Значення
Номинальна напруга ($U_{ном}$), кВ	11
Номинальна потужність при ($U_{ном}$), не менше, кВАр	Для кожної ПС окремо
Можливість збільшення потужності	Так, максимально до 1500кВАр, за допомогою резервної заздалегідь підготовленої шафи під додатковий конденсатор
Апарат на вводі УКРП	Вакуумний вимикач, оснащений роз'єднувачами з заземлювачами
Введення кабелю	Через нижній відсік лівої бічної стінки
Блок сумування струмових сигналів 0...5А	Так, вбудований
Обмеження пускового струму конденсаторів	Струмообмежуючі реактори (Індуктивність реакторів розраховується проектувальником для забезпечення максимального пускового струму включення конденсатора не більше $30 \times I_{ном}$)
Захист конденсаторів	Спеціалізовані запобіжники, розроблені для захисту конденсаторів із номінальною напругою 24кВ та сигналізацією спрацювання запобіжника (для кожного конденсатора)
Захист від перенапруг при комутації та грозах	Обмежувачі напруги ОПН на шинах УКРП
Виконання конденсаторів по числу фаз	3-фазні
Контроль стану конденсаторів	За допомогою вбудованих датчиків тиску
Контроль власного струму установки	Амперметр в кожній фазі (Зод.)
Функція швидкого вимикання	Так, за допомогою «аварійної» кнопки

Охолодження	Термостатична система примусового охолодження та аварійного відключення при перегріві (працює незалежно від регулятора)
Климатичне виконання по ГОСТ-15150-69	У1 (зовнішня установка, з обов'язковим спеціальним водовідливним козирьком)
Напруга живлення вторинних (допоміжних) ланцюгів, VAC	220 (+10%,-15%)
Здатність конденсаторів без пошкоджень витримувати спотворення кривої напруги (THDU), %, не менше	5
Здатність конденсаторів без пошкоджень витримувати спотворення кривої струму (THDI), %, не менше	30
Наповнення конденсаторів	Спеціалізована рідина, що не містить ПХБ, не токсична, яка швидко розпадається та є небезпечною для навколишнього середовища
Діелектрик конденсаторів	Поліпропіленова металізована плівка
Строк служби конденсаторів, років/часів, не менше	25 / 219 000
Величина тривалого перевантаження конденсаторів за струмами основної та вищих гармонік, не менше	1,3 x Іном
Напруга розряду конденсаторів, В, не більше / час розряду, сек, не більше	75 / 600
Внутрішні втрати конденсаторів, Вт/кВАр, не більше	0,2
Реалізація захистів, контролю робочих параметрів та сигналізації	Вбудований мікропроцесорний блок типу Novar-1206-4-RS
Вимірювальні параметри	Струм (5А) та напруга вводу (100В), cos φ, гармонічні спотворення току та напруги до 19-ї гармоніки, потужності P, Q, S
Струм чутливості блоку захистів, А, не більше	0,002 (2мА)
Інтерфейс передачі інформації	RS-485, Modbus RTU
Захисти, що діють на відключення вводного вимикача	<ul style="list-style-type: none"> – Від відсутності струму на вводі; – Від зникнення напруги; – Від підвищеної або зниженої напруги; – Від високого вмісту гармонік струму і напруги (THDI та THDU); – Від перевантаження конденсаторів гармоніками (CHL); – Від перегріву конденсаторів; – Від струму перевантаження установки; – Від збільшення тиску у конденсаторі.
Блокування	<ul style="list-style-type: none"> - Від включення установки у аварійному стані; - Від включення заземлювальних ножів при включених основних ножах вступного роз'єднувача; - Від включення основних ножів при ввімкнених заземлювальних ножах вводного

	роз'єднувача; - Від повторного включення УКРП раніше, ніж минув час, необхідний для розряду конденсатора до допустимої величини напруги; - Від відкриття дверей шаф комірок при наявності напруги на шинах установки; - Від випадкового відключення ввідного роз'єднувача при увімкненому ввідному вимикачі;
Сигналізація на двері ввідної комірки(за допомогою світлодіодних індикаторів)	- «Вв. вимикач включений»; - «Вв. вимикач відключений»; - «Аварія установки», узагальнений сигнал (також дистанційна передача у ланцюги Замовника), вмикаючий: - «Запобіжник спрацював»; - «Збільшення тиску у конденсаторах»;

Інформація по УКРП від блоку «Novar», що передається у систему ОІК та телемеханіки ПС на робоче місце в СРЗА АТ «Херсонобленерго» по RS-485 (Modbus RTU) наведена нижче:

- 1) Струм живлячого вводу та напруга на шинах ПС;
- 2) Потужності по живлячому вводу - повна S , активна P , реактивна Q та $\cos \phi$ (миттєві або за бажані періоди);
- 3) Гармонічні спотворення току (THDI) та напруги (THDU) до 19-ї гармоніки;
- 4) Усі аварійні та нестандартні стані УКРП (відхилення будь-яких параметрів від норм);

Додатково по Modbus також передаються усі параметри контролю та стану мікропроцесорного блоку типу РС83-А2.0., вбудованого у комірки №2 та №15 захисних вимикачів УКРП.

Організація монтажу УКРП

Основні положення по організації монтажу.

Монтажні роботи повинні виконуватися в повній відповідності з проектною документацією.

Роботи необхідно виконувати з дотриманням правил техніки безпеки, які встановлені відповідними нормативними документами.

Всі монтажні та налагоджувальні роботи повинні в обов'язковому порядку виконуватися відповідно до таких нормативних документів:

- ПУЕ, розділи 1.7, 1.8, 2.2, 2.3, 3.1, 3.2, 4.1, 4.2;
- СНіП 3-05-06-85;
- СНіП 3-05-07-85;
- Керівними технологічними матеріалами, відповідно до кожного роду робіт.

При введенні в експлуатацію обладнання повинні дотримуватися Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТЕ) і Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів (ДНАОП 0.00-1.21-98).

Підключення до РП-6(10)кВ

При коротких кабельних зв'язках (до 6...10м) додатковий захисний апарат не потребується. В усіх інших випадках підключення УКРП до РУ-6(10)кВ передбачається за допомогою існуючих комірок з захисними вимикачами.

Дані вимикачі необхідні тільки для забезпечення зняття напруги на ввідному кабелі під час ремонтів, а також для захисту кабелю УКРП від к.з. Усі інші захисти реалізуються за допомогою мікропроцесорного контролера-регулятора та блока захисту кожної УКРП.

Підключення повинно здійснюватися новими силовими алюмінієвими кабелями. Перетин кабелів повинен розраховуватися виходячи з коефіцієнта перевантаження УКРП, способа їх прокладання, а також з урахуванням поправочного коефіцієнта максимальної температури навколишнього середовища, що діє для даного регіону. Повинна також забезпечуватися необхідна електродинамічна стійкість вимикачів та з'єднувальних кабелів (визначається проектом).

Вимірювання струму навантаження.

Для введення струмових сигналів на вхід регулятора УКРП повинні використовуватися існуючі кола трансформатора струму кожного вводу 6(10)кВ відповідної ПС.

Вплив регулятора на похибку вимірювання струму має бути прийнятно мінімальним - тобто не повинно перевищуватися допустиме навантаження трансформаторів струму.

Довжина кабельних зв'язків струмових сигналів не повинна перевищувати 15...20м.

Адекватне регулювання $\cos\phi$ має виконуватися завдяки високій чутливості регулятора за струмовому входу (мінімальний поріг - не більше 2мА в діапазоні 0...5А).

Вимірювання напруги.

Для введення сигналу напруги в діапазоні 0...100В в регулятори використовуються існуючі трансформатори напруги 6000(10000)/100В на кожній секції ПС.

Кола сигналів стану вимикача з захисної комірки.

Якщо підключення до РУ-6(10)кВ здійснюється за допомогою існуючих комірок з захисними вимикачами, то для введення дискретних сигналів стану захисного вимикача (включений/відключений) використовуються існуючі резервні блок-контакти вимикача.

Власні потреби.

Живлення власних потреб кожної УКРП виконується на напругу 220VАС. Максимальне споживання становить не більше 200...300ВА для кожної УКРП.

Для захисту кіл використовується існуючий автоматичний вимикач з номінальним струмом не більше 6А.

Розміщення УКРП.

Шафи УКРП повинні розміщуватися безпосередньо в відповідному приміщенні або на обгородженій території кожної ПС на місцях, вільних від розміщення іншого обладнання із забезпеченням мінімальних допустимих відстаней до оболонок обладнання та пожежних проходів згідно з ПУЕ, гл.4.2., а також з урахуванням найкоротшої довжини кабельних зв'язків та зручності їх прокладки.

Кабельні зв'язки.

Для з'єднання всіх компонентів системи компенсації, повинні передбачатися нові кабельні зв'язки.

Нові кабелі повинні прокладатися для забезпечення наступних зв'язків:

- Силові кола УКРП для зв'язку з шинами РП-6(10)кВ;
- Ланцюгів струмових сигналів 0...5А від існуючих кіл трансформаторів струму в ввідних комірках кожної ПС до регулятора;

- Кіл напруги 0...100В від трансформаторів напруги кожної секції кожної ПС до регулятора;

- Кіл сигналів стану вимикача з захисних комірок до регуляторів УКРП (при підключенні через захисний вимикач);

- Кіл живлення власних потреб 220VАС до кожної УКРП.

Для всіх кабельних зв'язків повинні передбачатися нові кабельні конструкції (за потребою використовуються існуючі конструкції). Необхідно також врахувати можливість прокладки кабелів по зовнішнім конструкціям. Тип кабелів та їх трасування визначаються проектом.

Оцінка впливів на навколишнє середовище.

Відповідно до Закону України «Про охорону навколишнього природного середовища», прийнятого Верховною Радою України 26.06.1991, повинні вживатися заходи щодо забезпечення екологічної безпеки, чистоти навколишнього природного середовища, використання та відтворення природних ресурсів, попередження та ліквідації негативного впливу господарської діяльності людини на навколишнє середовище.

Все обладнання, що встановлюється повинно мати відповідні сертифікати якості, які відповідають стандартам України в частині екологічної безпеки. Все обладнання повинно виготовлятися із сировини та матеріалів які не завдають шкоди здоров'ю та життєдіяльності людей і стану навколишнього середовища.

Конденсатори, які використовуються в УКРП 6кВ та 10кВ, просякнуті екологічно безпечною діелектричною рідиною, фізико-хімічні, екологічні та санітарно-гігієнічні характеристики якої вказані в Табл. 13.8. Дана рідина не входить в список заборонених Стокгольмської конвенції про стійкі органічні забруднювачі (2001р.).

Таблиця 13.8 – Фізико-хімічні, екологічні та санітарно-гігієнічні характеристики рідини, якою просочені конденсатори

Найменування показника	Характеристика
JARYLEC C101	
Температура застигання, °С, не більш	-65
Температура спалаху, °С, не менш	134
Температура займання, °С, не більш	154
Випаровуваність при 125°С, %, не більш	0,75
Горючість	Група горючих згідно ГОСТ 12.1.044-89
Швидкість горіння, см/с	0,5-0,94
Вплив на людину	При тривалому контакті зі шкірою може викликати роздратування шкіри і дерматит внаслідок знежирюючого впливу продукту. Можливий розвиток алергічних реакцій шкіри. Може проникати через неушкоджені шкірні покриви. Помірно-, малотоксичний продукт при одноразовому внутрішньошлунковому надходженні. Гостре інгаляційне отруєння при звичайних мікрокліматичних умовах

	малоймовірно.
Вплив на навколишнє середовище	В навколишньому середовищі трансформується (біорозкладний). Первинне біорозкладання 75% після 48 днів. Токсичний для мешканців водойм.

Отже, оскільки конденсатори просякнуті екологічно безпечною діелектричною рідиною, вплив на навколишнє середовище мінімальний. Робота з конденсаторами з пошкодженим корпусом має проводитися в повній відповідності з інструкцією по експлуатації заводу-виробника конденсаторів.

Технічні рішення, прийняті при розгляді впровадження УКРП не призводять до порушення життєдіяльності людей і стану навколишнього середовища.

ВИСНОВКИ

в частині заходів з компенсації реактивної потужності.

Запропоновані рішення по компенсації реактивної потужності для АТ “Херсонобленерго” є найбільш економічно та технічно доцільним, тому що дозволить забезпечити максимальне зниження втрат з мінімальними витратами на обладнання, монтаж, наладку, а також подальшу експлуатацію системи.

Оснащення кожної ПС згідно I етапу установками компенсації реактивної потужності 6(10)кВ згідно з Таблицею 13.6 дозволить максимально знизити перетікання реактивної енергії на вводах даних ПС до нульового рівня (з допуском $\pm 5...10\%$). Це дозволить розвантажити силові обладнання (силові трансформатори, розподільні пристрої, ПЛ та КЛ 35кВ), зменшити втрати активної електроенергії в трансформаторах, збільшити термін служби устаткування, що забезпечує непряму економію фінансових коштів на ремонт обладнання.

Особливо слід відзначити, що розвантаження силового обладнання дозволяє підключити додаткову встановлену потужність нових споживачів без збільшення потужності живлячих трансформаторів, що також є економічно вигідним.

Таким чином, запропоноване обладнання є оптимальним рішенням по співвідношенню якості/ціна/відповідність умовам роботи обладнання.

14. Плани в частині улаштування “інтелектуального” обліку електричної енергії

14.1. Призначення та задачі АСКОЕ споживачів АТ "Херсонобленерго". Основні вимоги до системи обліку

14.1. АСКОЕ споживачів АТ «Херсонобленерго» повинна забезпечувати:

14.1.1. Збирання, обробку і збереження облікової інформації з усіх лічильників, що працюють в системі. Збирання і обробка інформації повинна здійснюватися в автоматичному режимі за встановленим розкладом, при цьому повинна забезпечуватися можливість опитування окремого лічильника чи групи лічильників за запитом оператора системи;

14.1.2. Експорт облікової інформації до білінгових програмних комплексів у форматі зручному для програмної обробки та при цьому доступ споживача до перегляду інформації, отриманої від АСКОЕ через “особистий кабінет” чи отримувати дані по споживанню безпосередньо на дисплеї лічильника;

14.1.3. Ідентифікацію нештатної події з елементами системи, їх фіксувати зі збереженням даних про параметри і час початку та закінчення події, оповіщати оператора системи про виниклу подію. Нештатними подіями в системі слід вважати:

- відкриття клемної кришки лічильника;
- відсутність зв'язку з лічильником більше 5 діб;
- відсутність зв'язку сервера з маршрутизатором понад 1 добу;
- спрацювання на окремому лічильнику вбудованих індикаторів магнітного поля та(чи) електромагнітного поля;
- поява на окремому лічильнику диференційного струму чи різниці струму у фазному та нульовому дроті;
- поява зворотнього струму на приєднанні;
- зникнення напруги на окремому лічильнику чи групі лічильників;
- відхилення рівня напруги на окремому лічильнику від гранично-припустимого;
- фатальні помилки лічильника;
- перевищення ліміту споживаної потужності;
- збільшення розрахункового небалансу балансної групи понад розрахунковий рівень;

14.1.4. Ведення контролю точного часу на всіх елементах АСКОЕ та проводити його автоматичну корекцію чи сезонні зміни. База даних АСКОЕ споживачів АТ “Херсонобленерго” повинна формуватися з обов'язковою прив'язкою вимірюваних величин до відповідної мітки часу;

14.1.5. Захист від несанкціонованого впливу на виміри і обробку даних (має бути передбачене конструкцією обладнання та алгоритми функціонування програмного забезпечення АСКОЕ), а також фіксацію даних про такі спроби з повідомленням оператору системи;

14.1.6. Можливість проведення розрахунку балансу по всіх вузлах системи та здійснювати верифікацію даних в наступних балансних групах споживачів:

- окремі квартири - багатоквартирний будинок в цілому;
- загальнобудинкові лічильники;
- ТП (з можливістю використання експорту даних з АСКОЕ чи ЛУЗОД споживачів юридичного сектору);

14.1.7. Автоматичну зміну прив'язки локальних лічильників до маршрутизаторів (ТП чи силового трансформатора) при оперативних перемиканнях в мережі живлення;

14.1.8. АСКОЕ споживачів АТ "Херсонобленерго" має бути побудована на основі відкритих протоколів обміну даних з лічильниками та взаємодіяти з різними типами лічильників.

14.1.9. Ведення багатотарифного обліку енергії кожного окремого споживача; проведення розрахунків за "зеленим тарифом" зі споживачами, які мають відповідні генеруючі установки.

14.1.10. База даних АСКОЕ споживачів АТ «Херсонобленерго» повинна містити:

- значення сумарної спожитої енергії;
- значення сумарної спожитої енергії для кожної тарифної зони;
- значення усередненої потужності відповідно до заданого періоду інтегрування;
- значення максимальної потужності періоду інтегрування протягом доби, місяця;
- значення максимальної потужності періоду інтеграції для кожної тарифної зони протягом доби, місяця;
- значення спожитої енергії за поточні і минулі облікові періоди - добу, місяць;
- графік навантаження відповідно до заданого періоду інтеграції;
- значення спожитої енергії по кожній тарифній зоні за поточні і минулі облікові періоди: добу, місяць;
- інформацію про події, пов'язані із позаштатними змінами зовнішнього і внутрішнього середовища (кількість відключень мережі живлення, кількість відключень навантаження внаслідок перевантаження струмом, кількість несанкціонованих спроб доступу, тощо);

14.1.11. Збереження та відображення даних параметризації кожного локального лічильника (тип приладу, заводський номер, код споживача, кількість змін даних, дата і час останньої зміни параметрів) та в профілі точки обліку (споживача) зберігати дані окремих встановлених параметрів та опцій. При цьому система повинна забезпечувати можливість віддаленого перегляду та корекції даних, параметризації кожного локального лічильника, в тому числі дистанційне відключення.

14.1.12. Система повинна забезпечувати періодичне архівування та збереження архіву даних, з можливістю відновлення інформації за командою оператора.

14.1.13. Система АСКОЕ повинна забезпечувати можливість формування та експорту даних для розрахунку показників якості електропостачання (SAIDI, SAIFI).

14.2. Вимоги до лічильників та елементів системи АСКОЕ

14.2.1. Лічильники електричної енергії, що працюють в системі повинні мати:

- Клас точності не гірше - "2,0";
- Міжповірочний інтервал - не менше 6 років;
- Термін служби - не менше 24 років;
- Гарантійний термін не менше 3 років;
- Однофазні лічильники повинні мати вимірювальний орган (шунт, ТС чи датчик струму іншого типу) по фазі та нульовому проводу (двоелементний лічильник).
 - Кліматичне виконання категорія розміщення по ГОСТ 15130, група стійкості до кліматичних умов по ГОСТ 22261;
 - Діапазон максимально допустимих температур зовнішнього повітря не гірше від мінус 25 до плюс 55 градусів Цельсія;
 - Допустима вологість зовнішнього повітря: до 85%;
 - Клас захисту IP-54;
 - Розрядність лічильного механізму (дисплею) не менше 6 знаків;
 - Кріплення на три гвинти чи DIN-рейку (без спеціального адаптера);
 - Ізоляція повинна на протязі 1 хвилини витримувати випробовування напругою частотою 50 Гц не менше 3 кВ;
 - Стійкість від впливу високочастотних електромагнітних полів по ІЕС 1000-4-3 не гірше 10 В/м;
 - Стійкість від впливу електростатичних розрядів по ІЕС 1000-4-2 не гірше 15 кВ в імпульсі;
 - Стійкість до впливу постійних магнітних полів яке створено постійним магнітом з поперечним перерізом не менше 5,0 см² та магнітною індукцією не менше 300 мТл на його полюсі відповідно до вимог СОУ-Н МПЕ 40.1.35.110:2005;
 - Прилад обліку та його внутрішні елементи повинні бути захищені від впливу зовнішнього змінного магнітного поля мережевої частоти індукцією не менше 100 мТл включно відповідно вимог СОУ-Н МПЕ 40.1.35.110:2005;
 - Прилад обліку та його внутрішні елементи повинні бути захищені від впливу зовнішнього електромагнітного поля напруженістю 10 В/м у діапазоні частот від 80кГц до 2000 МГц при наявності струму у струмових ланцюгах приладу обліку відповідно вимог ДСТУ ІЕС 62052-11;
 - Лічильник повинен стабільно працювати у мережі з відхиленням напруги 0,8 - 1,2.від номінальної .

Лічильник повинен бути облаштований сертифікованими датчиками: відкриття клемної кришки та корпусу лічильника; датчиками магнітного та радіочастотного впливу з відображенням спрацювання датчиків на дисплеї приладу обліку.

- Лічильник повинен мати вбудоване реле управління навантаженням з номінальним струмом відповідним номінальному струму приладу обліку та комутаційним ресурсом не гірше 2000 циклів В-О.

14.2.2. Для забезпечення можливості автоматизованого знімання інформації лічильники повинні мати канали зв'язку з устаткуванням обробки та передачі даних з опційним використанням модему відповідного типу (чи за потреби двох модемів) з передачею даних по силовим магістралям (PLC), радіозв'язком (ZigBee чи іншого типу), GSM (GPRS, 3G, 4G) зв'язком.

14.2.3. Для зчитування інформації та проведення параметризації лічильники та маршрутизатори повинні бути обладнані інтерфейсним портом: RS485, RS-232 чи оптопортом.

14.2.4. Конструкція лічильника повинна бути обладнана датчиками зняття клемної кришки та розкриття корпусу лічильника.

14.2.5. Лічильники системи повинні бути захищені від впливу магнітного поля та електромагнітного імпульсу не гірше вимог технічного регламенту та обладнані сертифікованими індикаторами впливу магнітного та (чи) електромагнітного поля з відображенням спрацювання на дисплеї та фіксацією в пам'яті лічильника, та забезпечувати передачу інформації про нештатну ситуацію на верхній рівень системи.

14.2.6. Лічильники повинні забезпечувати вимірювання і багатотарифний облік активної енергії (Реактивної - для окремих споживачів юридичного сектору як окрема опція).

14.2.7. Лічильники повинні зберігати в енергонезалежній та незмінній пам'яті інформацію про всі випадки доступу до режиму параметризації і про нештатні ситуації (спрацювання датчиків зняття клемної кришки, щезання чи відхилення напруги, впливу магнітного чи електромагнітного поля тощо), а також забезпечувати передачу даних про зазначену подію на верхній рівень системи.

14.2.8. У випадку відсутності напруги живлення, лічильники повинні зберігати час внутрішнього таймера для коректної роботи тарифних зон через додатковий елемент живлення та мати можливість автоматичної корекції часу по даним маршрутизатора чи сервера системи.

14.2.9. У випадку відсутності напруги живлення, у лічильників системи повинна бути забезпечена можливість зняття контрольних показів (обладнані додатковим елементом живлення дисплею).

14.2.10. Дисплей лічильника системи повинен забезпечувати індикацію:

- контрольних показів об'ємів споживання (генерації для окремих споживачів);
- діючого тарифу (тарифної зони);
- поточного часу, дати;

- струмове навантаження в Амперах
- навантаження в кВт;
- спрацювання датчиків: відкриття клемної кришки, магнітного та електромагнітного полів.
- відображення про спрацювання пристрою обмеження та чи дистанційного відключення споживача.

14.2.11. Похибка ходу внутрішнього таймера лічильників повинна бути не більше 0,5 секунд за добу.

14.2.12. Повинні мати можливість зовнішньої синхронізації ходу внутрішнього таймера.

14.2.13. Повинні забезпечувати можливість дистанційного програмування параметрів лічильника (в тому числі корекція поточного часу, часових тарифних зон).

14.2.14. Забезпечувати керування навантаженням (вмикання, вимикання за командою оператора системи, обмеження споживаної потужності).

14.2.15. Лічильники системи повинні мати телеметричний вихід і повинні бути адаптовані до повірки на установках УРПС-1Ф та УРПС-3Ф.

14.2.16. Маршрутизатори системи повинні мати захист від імпульсних перенапруг (грозозахист).

14.2.17. Маршрутизатори системи повинні мати можливість працювати як з картками CSD так і GPRS зв'язку.

14.2.18. Лічильники системи повинні забезпечувати ретрансляцію сигналу від(до) інших лічильників системи.

14.3 Основні напрямки розвитку системи АСКОЕ споживачів

На період до 2026 року для розвитку АСКОЕ споживачів АТ «Херсонобленерго» визначаються наступні напрямки розвитку:

14.3.1. Розвиток наявної системи SMART IMS ver. 5, ver. 6 та ver.7, Matrix АММ чи організація нових систем на обладнанні інших виробників з використанням PLC-модемів. Реалізація напрямку планується на протязі 2022-2026 років шляхом встановлення лічильників у споживачів, що обслуговуються Великопетиським міжрайонним відділенням комерційного обліку, Високопільським міжрайонним відділенням комерційного обліку, Генічеським районним відділенням комерційного обліку, Голопристанським районним відділенням комерційного обліку, Іванівським міжрайонним відділенням комерційного обліку, Каховським міжрайонним відділенням комерційного обліку, Новокаховським міжрайонним відділенням комерційного обліку, Новотроїцьким районним відділенням комерційного обліку, Олешківським районним відділенням комерційного обліку, Скадовським районним відділенням комерційного обліку, Херсонським міжрайонним відділенням комерційного обліку, Чаплинським міжрайонним відділенням комерційного обліку.



14.3.2. Розвиток системи з використанням GPRS-модемів у споживачів для яких встановлення лічильників з PLC- модемами економічно недоцільно.

14.3.3. Розвиток системи прогнозування добового споживання на базі локальних систем АСКОЕ споживачів на ТП з характерним навантаженням у базових підрозділах компанії. Реалізація напряму планується на протязі 2022 року.

14.3.3 Перелік сервісних станцій систем АСКОЕ:

SMART IMS ver. 5 – впроваджено;

SMART IMS ver. 6 – впроваджено;

SMART IMS ver. 7 – впроваджено;

SMART IMS ver. 8 – впроваджено;

Matrix АММ – впроваджено;

NovaSys – впроваджено;

ОІК – впроваджено.

14.4. Заходи зі зниження нетехнічних витрат електроенергії

1. Заміна вводів у приватні житлові будинки проблемних споживачів з обладнанням ізольованого вводу та виносом обліку на фасад будівлі

АТ «Херсонобленерго» має велику кількість споживачів, у яких є невідповідність до нормативних вимог облаштування ввідного пристрою до електролічильників, з яких першочергово визначено кількість у 3074 шт. на 2022 рік. Ці роботи необхідно виконати, щоб запобігти виникненню аварій, пожеж, у зв'язку з тим, що електропровід від вводу до лічильника проходить через горища, несучі стіни і, з досвіду роботи, це є приводом для того, що електропроводи перегріваються, виникають пожежі, порушується ізоляція, йде розтікання електроенергії по конструкціям будівлі, а також фіксується персоналом АТ «Херсонобленерго» втручання споживачів в ці мережі з метою крадіжки електроенергії. Також у рамках ІП-2022 планується проведення робіт по реконструкції ПЛ-0,4 кВ та проведення реконструкції вводів в житлові будинки побутових споживачів шляхом переобладнання ввідного пристрою з встановленням ізольованого самоутримного вводу і виносної ввідної шафи на фасаді будинку. Запланована кількість реконструкцій вводів складає 2528 шт. однофазних та 546 шт. трифазних, загальні витрати становлять **2257,69 тис. грн. без ПДВ.**

На 2023 рік: запланована кількість реконструкцій вводів складає 3000 шт. однофазних та 600 шт. трифазних, загальні витрати становлять **2679.88 тис. грн. без ПДВ.**

На 2024 рік: запланована кількість реконструкцій вводів складає 3000 шт. однофазних та 600 шт. трифазних, загальні витрати становлять **2679.88 тис. грн. без ПДВ.**

На 2025 рік: запланована кількість реконструкцій вводів складає 3000 шт. однофазних та 600 шт. трифазних, загальні витрати становлять **2679.88 тис. грн. без ПДВ.**

На 2026 рік: запланована кількість реконструкцій вводів складає 3000 шт. однофазних та 600 шт. трифазних, загальні витрати становлять **2258.83 тис. грн. без ПДВ.**

2. Облаштування точок комерційного обліку

З метою балансування обліку електричної енергії, АТ«Херсонобленерго», в рамках ПП-2023, планується придбати та впровадити наступні прилади обліку та обладнання для встановлення об'єднанням співвласників багатоповерхових будинків, у яких, згідно проекту, встановлений загальнобудинковий облік електроенергії:

електролічильник АСКОЕ побут трифазний багатофункціональний трансформаторного включення з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 100 шт., шафа металева (для розміщення приладу обліку та ТС) у кількості 100 шт., загальні витрати становлять **520 тис. грн. без ПДВ.**

На 2024 рік: електролічильник АСКОЕ побут трифазний багатофункціональний трансформаторного включення з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 100 шт., шафа металева (для розміщення приладу обліку та ТС) у кількості 100 шт., загальні витрати становлять **520 тис. грн. без ПДВ.**

На 2025 рік: електролічильник АСКОЕ побут трифазний багатофункціональний трансформаторного включення з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 100 шт., шафа металева (для розміщення приладу обліку та ТС) у кількості 100 шт., загальні витрати становлять **520 тис. грн. без ПДВ.**

На 2026 рік: електролічильник АСКОЕ побут трифазний багатофункціональний трансформаторного включення з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 100 шт., шафа металева (для розміщення приладу обліку та ТС) у кількості 100 шт., загальні витрати становлять **520 тис. грн. без ПДВ.**

3. Заходи зі зниження нетехнічних витрат електричної енергії згідно Постанови від 04.09.2018 за № 955 «Про затвердження Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу» та попередження несанкціонованого відбору електричної енергії з системи розподілу згідно Кодексу систем розподілу

АТ «Херсонобленерго» має споживачів, які отримують

електроенергію по мережі 10 кВ, облік яких знаходиться на підстанціях, що споруджені на територіях закритих майнових комплексів. А доступу до обліку, розташований на цих підстанціях персонал АТ «Херсонобленерго» не має. Споживачі використовують радіочастотні генератори, що зафіксоване комплексом радіомоніторингу і пеленгування РМ 1300 М1. Ефективно наявними засобами вирішувати цю проблему АТ «Херсонобленерго» не має можливості, окрім встановлення ПКУ-10 поза межею майнового комплексу споживача. Згідно п. 11.9.3 Кодексу систем розподілу «ОСР повинен вживати заходів щодо виявлення та попередження несанкціонованого відбору електричної енергії з системи розподілу». Для реалізації заходу в ІІІ-2022 заплановано придбати для технічного обліку електроенергії:

Лінійний пункт високовольтного обліку ПКУ-10 з терміналом ЛУЗОД у кількості 27 шт., електролічильник багатофункціональний 220В, 5-100А з вбудованим модемом GPRS у кількості 53 шт., електролічильник багатофункціональний 380В 5-120А з вбудованим модемом GPRS у кількості 475 шт., електролічильник багатофункціональний 380В, 5-10А з вбудованим модемом GPRS у кількості 355 шт., електролічильник багатофункціональний 100В, 5-10А з вбудованим модемом GPRS у кількості 22 шт. на загальну суму **7375,91 тис. грн. (без ПДВ).**

На 2023 рік: лінійний пункт високовольтного обліку ПКУ-10 з терміналом ЛУЗОД у кількості 10 шт., електролічильник багатофункціональний 380В 5-100А з вбудованим модемом GPRS у кількості 800 шт., електролічильник багатофункціональний 380В 5-10А з вбудованим модемом GPRS у кількості 500 шт. на загальну суму **7507,5 тис. грн. (без ПДВ).**

На 2024 рік: лінійний пункт високовольтного обліку ПКУ-10 з терміналом ЛУЗОД у кількості 10 шт., електролічильник багатофункціональний 380В 5-100А з вбудованим модемом GPRS у кількості 800 шт., електролічильник багатофункціональний 380В 5-10А з вбудованим модемом GPRS у кількості 500 шт. на загальну суму **7507,5 тис. грн. (без ПДВ).**

На 2025 рік: лінійний пункт високовольтного обліку ПКУ-10 з терміналом ЛУЗОД у кількості 15 шт., електролічильник багатофункціональний 380В 5-100А з вбудованим модемом GPRS у кількості 1000 шт., електролічильник багатофункціональний 380В 5-10А з вбудованим модемом GPRS у кількості 600 шт., електролічильник багатофункціональний 220В 5-100А з вбудованим модемом GPRS у кількості 200 шт. на загальну суму **10280 тис. грн. (без ПДВ).**

На 2026 рік: лінійний пункт високовольтного обліку ПКУ-10 з терміналом ЛУЗОД у кількості 15 шт., електролічильник багатофункціональний 380В 5-100А з вбудованим модемом GPRS у кількості 1000 шт., електролічильник багатофункціональний 380В 5-10А з вбудованим модемом GPRS у кількості 600 шт., електролічильник багатофункціональний 220В 5-100А з вбудованим модемом GPRS у

кількості 200 шт. на загальну суму **10280 тис. грн. (без ПДВ).**

4. В мережах АТ «ЕК «Херсонобленерго» знаходиться 424338 працюючих точок обліку у побутових споживачів. З них у абонентів встановлені 379470 однофазних та 44868 трифазних лічильників. Індукційних лічильників встановлено 2583 шт. (однофазні – 2454, трифазні – 129), електронних 421755 шт. (однофазні – 377016, трифазні – 44379). Міжпіврічний інтервал 129 встановлених лічильників становить 4 роки, 65125 шт. – 6 років, 2454 шт. – 8 років, 356630 шт. – 16 років.

Лічильників в класом точності 2,5 налічується 1011 шт. у побутових споживачів. Лічильники встановлені у абонентів, що не проживають. Обсяг споживання у цих абонентів дорівнює нулю. Можливості замінити лічильники на даний момент немає.

У товаристві експлуатується декілька систем АСКОЕ побутових споживачів загальною кількістю 88387 точок обліку:

- SMART IMS (виробник ADD Енергія) у складі 31474 точок обліку Система працює на єдиному сервері в чотирьох версіях обладнання: ver.5, ver.6, ver.7, ver.8. Система впроваджувалася у декілька етапів починаючи з 2000 року по 2017 рік;

- Матрікс (виробник ТелеТек) на базі лічильників МТХ у складі 56913 точок обліку впроваджується з 2018 року;

- NovaSys;

- ОІК.

Згідно вимог п. 12.5.2 Кодексу комерційного обліку АТ «Херсонобленерго» має в 2022 році замінити 20850 шт. лічильників з вичерпаним терміном повірки (17952 шт. 1-фазних і 2898 шт. 3-фазних) та лічильники, що виходять з ладу на протязі року згідно позапланових заявок споживачів, які в подальшому підлягають ремонту, у кількості приблизно 13000 шт., виходячи з досвіду попередніх років. Загальна кількість лічильників, які необхідно замінити в 2022 році становить 33850 шт. (з них 4000 шт. 3-фазних). Компанія планує в першу чергу встановлювати лічильники у багатоповерхових будинках м. Херсона та області, в яких прострочених лічильників не менше 40%, при цьому лічильники, які не прострочені та 40% з яких, по досвіду роботи, не підтверджують своїх метрологічних характеристик і компанія буде змушена їх відремонтувати та повірити, а залишок 20% буде встановлено іншим споживачам, в яких лічильники в 2022 році вийдуть з ладу.

В рамках інвестиційної програми 2022 року запланована закупівля наступного обладнання для розвитку систем АСКОЕ побутового напрямку:

електролічильник АСКОЕ побут однофазний багатофункціональний з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 24881 шт., електролічильник АСКОЕ побут трифазний багатофункціональний прямого включення з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими

датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 698 шт., електролічильник АСКОЕ побут трифазний багатофункціональний трансформатонного включення з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 10 шт. маршрутизатор системи АСКОЕ побут з пристроєм грозозахисту у кількості 255 шт. на загальну суму **40263,54 тис. грн. (без ПДВ).**

На 2023 рік: електролічильник АСКОЕ побут однофазний багатофункціональний з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 25000 шт., електролічильник АСКОЕ побут трифазний багатофункціональний прямого включення з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 400 шт. маршрутизатор системи АСКОЕ побут з пристроєм грозозахисту у кількості 200 шт. на загальну суму **36620 тис. грн. (без ПДВ).**

На 2024 рік: електролічильник АСКОЕ побут однофазний багатофункціональний з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 30000 шт., електролічильник АСКОЕ побут трифазний багатофункціональний прямого включення з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 400 шт. маршрутизатор системи АСКОЕ побут з пристроєм грозозахисту у кількості 300 шт. на загальну суму **44620 тис. грн. (без ПДВ).**

На 2025 рік: електролічильник АСКОЕ побут однофазний багатофункціональний з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 35000 шт., електролічильник АСКОЕ побут трифазний багатофункціональний прямого включення з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 700 шт. маршрутизатор системи АСКОЕ побут з пристроєм грозозахисту у кількості 400 шт. на загальну суму **53460 тис. грн. (без ПДВ).**

На 2026 рік: електролічильник АСКОЕ побут однофазний багатофункціональний з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 35000 шт., електролічильник АСКОЕ побут трифазний багатофункціональний прямого включення з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 700 шт. маршрутизатор системи АСКОЕ побут з пристроєм грозозахисту у кількості 400 шт. на загальну суму **53460 тис. грн. (без ПДВ).**

5. З метою приведення у відповідність точок комерційного обліку згідно вимог Кодексу комерційного обліку п. 12.2.1, п. 5.13.1 АТ«Херсонобленерго» та з урахуванням середнього терміну експлуатації трансформаторів у 25 років, в рамках ІІІ-2024, планується придбати та впровадити наступні прилади обліку для встановлення на комерційних точках обліку, що належать компанії:

трансформатори струму 10кВ ТПЛУ-10 100/5А 0,5S у кількості 30 шт., трансформатори струму 10кВ ТПЛУ-10 200/5А 0,5S у кількості 36 шт., трансформатори струму 10кВ ТПЛУ-10 300/5А 0,5S у кількості 36 шт., трансформатори струму 10кВ ТПЛУ-10 600/5А 0,5S у кількості 20 шт., трансформатор напруги НТАМИ-10 у кількості 18 шт. на загальну суму **1507,8 тис. грн. (без ПДВ).**

На 2025 рік: трансформатори струму 10кВ ТПЛУ-10 100/5А 0,5S у кількості 30 шт., трансформатори струму 10кВ ТПЛУ-10 200/5А 0,5S у кількості 36 шт., трансформатори струму 10кВ ТПЛУ-10 300/5А 0,5S у кількості 36 шт., трансформатори струму 10кВ ТПЛУ-10 600/5А 0,5S у кількості 20 шт., трансформатор напруги НТАМИ-10 у кількості 18 шт. на загальну суму **1507,8 тис. грн. (без ПДВ).**

На 2026 рік: трансформатори струму 10кВ ТПЛУ-10 100/5А 0,5S у кількості 30 шт., трансформатори струму 10кВ ТПЛУ-10 200/5А 0,5S у кількості 36 шт., трансформатори струму 10кВ ТПЛУ-10 300/5А 0,5S у кількості 36 шт., трансформатори струму 10кВ ТПЛУ-10 600/5А 0,5S у кількості 20 шт., трансформатор напруги НТАМИ-10 у кількості 18 шт. на загальну суму **1507,8 тис. грн. (без ПДВ).**

6. Впровадження балансного обліку на ПС-35кВ, обліку на межі структурних підрозділів товариства

Для налагодження роботи облікових систем на межі структурних підрозділів товариства, що забезпечить формування балансів надходження електричної енергії та проведення аналізу її втрат, в рамках ІП-2022 планується придбати та впровадити для модернізації парку приладів обліку на ПС-35, 150кВ з впровадженням систем ЛУЗОД (взамін індукційних): Електролічильник багатофункціональний 3*100В 5 (10)А з інтерфейсом RS485 263 шт. орієнтовною вартістю 3000 тис. грн. на загальну суму **789 тис. грн (без ПДВ).**

На 2023 рік планується придбати та впровадити для модернізації парку приладів обліку на ПС-35, 150кВ з впровадженням систем ЛУЗОД (взамін індукційних): Електролічильник багатофункціональний 3*100В 5 (10)А з інтерфейсом RS485 400 шт. орієнтовною вартістю 3000 тис. грн. на загальну суму **1200 тис. грн (без ПДВ).**

На 2024 рік планується придбати та впровадити для модернізації парку приладів обліку на ПС-35, 150кВ з впровадженням систем ЛУЗОД (взамін індукційних): Електролічильник багатофункціональний 3*100В 5 (10)А з інтерфейсом RS485 400 шт. орієнтовною вартістю 3000 тис. грн. на загальну суму **1200 тис. грн (без ПДВ).**

На 2025 рік планується придбати та впровадити для модернізації парку приладів обліку на ПС-35, 150кВ з впровадженням систем ЛУЗОД (взамін індукційних): Електролічильник багатофункціональний 3*100В 5 (10)А з інтерфейсом RS485 400 шт. орієнтовною вартістю 3000 тис. грн. на загальну суму **1200 тис. грн (без ПДВ).**

На 2026 рік планується придбати та впровадити для модернізації парку приладів обліку на ПС-35, 150кВ з впровадженням систем ЛУЗОД

(взамін індукційних): Електролічильник багатофункціональний 3*100В 5 (10)А з інтерфейсом RS485 400 шт. орієнтовною вартістю 3000 тис. грн. на загальну суму **1200 тис. грн (без ПДВ)**.

15. Фактичні та прогнозні втрати електроенергії в системі розподілу та заходи, направлені на їх зниження.

Основними причинами значних фактичних втрат електроенергії в електромережах оператора системи розподілу АТ «Херсонобленерго» є:

1. Фізична та моральна зношеність обладнання.
2. Крадіжки електроенергії споживачами.
3. Вільний продаж пристроїв, які впливають на роботу лічильників, створення режиму перекомпенсації у неробочий час.
4. Застосування електролічильників з закінченим терміном держпівірки, а також робота вимірювальних трансформаторів струму та напруги, які не відповідають класам точності.
5. Недосконалість схем обліку у багатоповерхових будинках.
6. Недосконалість нормативно-правової бази.
7. Складна схема зовнішнього енергопостачання споживачів м.Херсон, що не дає можливість терміново вирішити питання встановлення у міських ТП електролічильників для перевірки балансу відпущеної та спожитої електроенергії.
8. Втрати, які обумовлені заниженням корисного відпуску електроенергії:
 - втрати, обумовлені наявністю безгосподарних споживачів (гуртожитки, житлові будинки, які не знаходяться на балансі підприємств);
 - втрати, які обумовлені наявністю сезонної складової;
 - втрати, які обумовлені неодноразовістю зняття показів по периметру АТ «Херсонобленерго» та у споживачів.

Звіт щодо втрат електричної енергії за період 2016-2026 рр. наведено у таблицях 15.1 та 15.2

Таблиця 15.1 Фактичні втрати електричної енергії на її передачу

Показники	2016 рік	2017 рік	2018 рік	2019 рік	2020 рік
Фактичні (%)	15.84	14.51	13.90	13.30	12.79
Нормативні (%)	18.06	17.52	16.39	14.96	14.41
Понаднормативні (%)	-2.22	-3.01	-1.53	-1.66	-1.62

Таблиця 15.2 Прогнозні втрати електричної енергії на її передачу

Показники	2021 рік	2022 рік	2023 рік	2024 рік	2025 рік	2026 рік
Фактичні (%)	12.75	12.72	12.69	12.65	12.61	12.58
Нормативні (%)	14.13	14.09	14.06	14.12	14.09	14.07
Понаднормативні (%)	-1.38	-1.37	-1.37	-1.47	-1.48	-1.49

До основних заходів, які дозволили значно знизити втрати електроенергії у мережах оператора системи розподілу АТ «Херсонобленерго» відносяться:

1. Вдосконалення системи розрахункового обліку електроенергії по межі балансової належності зі споживачами.
2. Встановлення закритих комплексів обліку електроенергії з електронними лічильниками з підключенням до мережі ізольованим дротом.
3. Ліквідація безоблікового споживання електроенергії у побутових споживачів.
4. Заміна однофазних електролічильників з простроченим терміном Держпівірки.

5. Заміна трифазних електролічильників з простроченим терміном Держпівірки.
6. Заміна однофазних електролічильників класу 2,5.
7. Встановлення магнітних індикаторів у побутових та юридичних споживачів.
8. Проведення закриття доступу та пломбування трансформаторів струму та дооблікових ланцюгів у споживачів одноразовими пломбами.
9. Проведення рейдів по виявленню крадіжок та щомісячним зняттям показів електролічильників.
10. Реконструкція електричних мереж 0,4 кВ з заміною неізолюваного на ізолюваний самоутримуючий дріт у населених пунктах.
11. Виконання організаційно-технічних заходів щодо зниження технологічних витрат в електричних мережах АТ «Херсонобленерго», а саме: вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ, зниження витрат електроенергії на власні потреби ПС, заміна дроту на перевантажених лініях, заміна відгалужень від ПЛ-0,38 кВ до споруд, заміна перевантажених силових трансформаторів на діючих ПС, заміна перевантажених силових трансформаторів на діючих ПС та інше.
Економічний ефект від впровадження даних заходів склав:
2015р. - 6097 тис. кВт. год.; 2016р. - 5924 тис. кВт. год.;
2017р. - 5720 тис. кВт. год.; 2018р. - 5803 тис. кВт.год.;
2019р. - 5804 тис. кВт.год.; 2020р. - 5698 тис. кВт.год.

В компанії АТ «Херсонобленерго» організована робота з пофідерного аналізу електроенергії по фідерах 35, 10, 6, 0,4 кВ для виявлення можливих втрат електричної енергії (комерційної складової втрат). Пофідерний аналіз дає можливість ідентифікувати втрати електричної енергії в мережах 35-0,4 кВ, виявляти порушення ПРРЕЕ, виявляти безоблікове споживання електричної енергії та оптимально планувати роботи з метою зменшення втрат електричної енергії. Разом з тим ідентифікація витрат дає можливість порахувати різницю між обсягом відпуску електричної енергії на фідері 35-0,4 кВ та обсягом корисного відпуску електроенергії споживачам, що приєднані до даного фідера.

Заходами плану перспективного розвитку 2022-2026 років передбачається встановлення автоматичних вимикачів 25А індивідуальним побутовим споживачам з однофазними електроустановками:

2022 рік - 180933 шт.;

2023 рік – 180932 шт.

Обсяг фінансування по роках, без ПДВ: 2022рік-18093,3тис. грн.

2023рік-18093,2тис. грн.

16. Плани щодо реконструкції електричних мереж у точках забезпечення потужності або створення нових точок забезпечення потужності із зазначенням резервів потужності, які створюються при реалізації цих планів для можливості приєднання нових замовників

Плани щодо реконструкції електричних мереж в точках забезпечення потужності або створення нових точок забезпечення потужності із зазначенням резервів потужності, які створюються при реалізації цих планів для можливості приєднання нових замовників передбачається в наступних нижче обсягах.

Перелік необхідної реконструкції електричних мереж згідно планів АТ "Херсонобленерго", яка була визначена після аналізу технічного стану обладнання, аналізу завантаження трансформаторів, аналізу аварійних режимів роботи мережі:

- Реконструкція (модернізація, технічне переоснащення) ПС-150 кВ: 20 шт, в т.ч. по ВДЕ 4 шт: ХНПЗ (ВК «Цементник», ТОВ "ЗЕЛЕНГОСП-ХЕРСОН"), П.Покровська (ТОВ " ДНПРО-БУЗЬКА ВІТРОВА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ), ГНС-СОС (ТОВ "Е.Вінд"), П.Покровська (ТОВ "ТІОТУ СОЛАР")

- Реконструкція (модернізація, технічне переоснащення) ПС-35 кВ: 55 шт в т.ч. по ВДЕ 3 шт: ПС-35/10кВ "КХП" (ТОВ "МЕРЕЖІ ТРЕТЬОГО ТИСЯЧОЛІТТЯ"), ПС-35/10кВ "Правдино", Реконструкція ПС-35/10кВ "Олександрівська" (ТОВ "ТІОТУ СОЛАР")

- Реконструкція ПЛ-35-150 кВ:

- ПЛ-150 кВ «ХТЭЦ-Никольская»

- ПЛ-150 кВ «ХТЭЦ-Коммунальная»

- ПЛ-150 кВ "Н.Троїцьк-Партизани"

- ПЛ-150 кВ «ХНПЗ-П.Покровка»

- ПЛ-35 кВ "Геническ-Генгорка"

- ПЛ-35 кВ "Генгорка-Счастливецово"

- ПЛ-35 кВ "Счастливецово-Стрелковое"

в т.ч. по ВДЕ:

- ПЛ-35 кВ "Красное-Скадовск" (ТОВ "ЕІР СТІМ")

Пооб'єктний перелік проектів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення елементів системи розподілу рівня напруги 20 кВ і вище та узагальнений перелік заходів для рівня напруги нижче 20 кВ наведено в п.п. 21,22 цього Плану.

17. Заходи з розвитку системи розподілу, що виконуються в рамках виконання Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років та/або інших стратегічних документів України.

Планом розвитку Південної ЕС на період з 2021 по 2030 р.р., та іншими стратегічними документами України не передбачається виконання заходів з будівництва нових засобів РЗА, ПА і зв'язку системи розподілу АТ “Херсонобленерго”.

18. Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж системи розподілу

№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка*	Одиниця виміру	Прогнозний технічний стан на початок першого року прогнозного періоду**	Обсяги запланованих робіт на перший рік прогнозного періоду**	Прогнозний технічний стан (з урахуванням обсягів запланованих робіт) на кінець				
					2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Повітряні лінії (ПЛ)-220 кВ, усього у доброму стані	км (по трасі)							
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
2	ПЛ-110 (150) кВ, усього у доброму стані	км (по трасі)	925.29		925.29	971.03	971.03	971.03	971.03
	підлягає реконструкції		769.67		773.57	823.11	833.01	841.91	851.81
	підлягає капітальному ремонту		135.62	5.90	129.72	120.92	111.02	101.12	91.22
	підлягає повній заміні		20.00	20.00	22	27	27	28	28
	виведено з експлуатації		0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	ПЛ-35 кВ, усього у доброму стані	км (по трасі)	4,074.70		4,074.70	4,028.96	4,028.96	4,028.96	4,028.96
	підлягає реконструкції		3,998.71		3,998.71	3,998.96	3,998.96	3,997.96	3,996.96
	підлягає капітальному ремонту		35.99	35.99	35.99	0.00	0.00	0.00	0.00
	підлягає повній заміні		40.00	40.00	40	30	30	31	32
	виведено з експлуатації		0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	ПЛ-6 (10) кВ, усього у доброму стані	км (по трасі)	9,036.30		9,036.30	9,040.54	9,047.54	9,051.54	9,068.54
	підлягає реконструкції		4,975.30		4,975.30	5,138.30	5,298.3	5,449.3	5,614.3
	підлягає капітальному ремонту		861.00	146.22	861.00	710	559	408	257
	підлягає повній заміні		2,596.69		2,596.69	2,589.00	2,587.00	2,591.00	2,594.00
	виведено з експлуатації (розкрадено)		603.24		603.24	603.24	603.24	603.24	603.24
5	ПЛ-0,4 кВ, усього у доброму стані	км (по трасі)	10,956.00		10,956.00	10,980.00	10,987.00	10,989.00	11,002.00
	підлягає реконструкції		6,614.00		6,614.00	6,697	6,765	6,833	6,893
	підлягає капітальному ремонту		394.00	61.30	394.00	334	274	206	156
	підлягає повній заміні		3,323.00		3,323.00	3,324	3,323	3,325	3,328
	виведено з експлуатації (розкрадено)		625.00		625.00	625.00	625.00	625.00	625.00
6	Кабельні лінії (КЛ)-220 кВ, усього	км							
7	КЛ-110 (150) кВ, усього	км							
8	КЛ-35 кВ, усього у доброму стані	км	36.06		36.06	36.06	36.06	36.06	36.06
	підлягає реконструкції		32.66		32.66	36.06	36.06	36.06	36.06
	підлягає капітальному ремонту		3.40				3.40		
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
9	КЛ-6 (10) кВ, усього у доброму стані	км	649.67		649.05	653.27	657.83	659.93	662.33
	підлягає реконструкції		338.06		365.21	410.23	453.23	495.23	533.06
	підлягає капітальному ремонту		90.10	16.17	74.52	68.02	67.58	63.45	62.35
	підлягає повній заміні		47.81		35.62	37.65	35.98	36.54	38.54
	виведено з експлуатації		173.70		173.7	137.37	101.04	64.71	28.38
10	КЛ-0,4 кВ, усього у доброму стані	км	501.99		501.992	503.22	508.92	510.13	512.84
	підлягає реконструкції		263.61		263.61	278.3	293.2	304.3	326.1
	підлягає капітальному ремонту		47.00	6.33	47.00	32.21	28.54	24.68	12.58
	підлягає повній заміні		5.21		5.21	12.54	13.01	12.98	11.99
	виведено з експлуатації		186.17		186.17	180.17	174.17	168.17	162.17
11	Підстанції (ПС) з вищим класом напруги 220 кВ, усього у доброму стані	шт.							
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12	ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього	шт.	19		19	20	20	20	20
	у доброму стані		14		15	17	18	17	17
	підлягає реконструкції		5	1	4	2	1	2	2
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
13	ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього	шт.	199		199	199	199	199	199
	у доброму стані		141		149	149	135	146	148
	підлягає реконструкції		27	5	23	21	23	25	20
	підлягає капітальному ремонту		31		37	29	41	28	31
	підлягає повній заміні								
14	Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 6 (10) кВ, усього	шт.	4,553.00		4,553.00	4574	4594	4610	4632
	у доброму стані		2,861.00		2,861.00	2,889.00	2942	3005	3064
	підлягає реконструкції		559.00	13.00	559.00	539	519	497	477
	підлягає капітальному ремонту		959.00		959.00	975	975	957	945
	підлягає повній заміні		83.00	1.00	83.00	80	67	60	55
	виведено з експлуатації		91.00		91.00	91.00	91.00	91.00	91.00
15	Силові трансформатори ПС вищою напругою 220 кВ, усього	шт.							
	у доброму стані								
	вимагають заміни з метою зниження технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ)								
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту								
16	Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього	шт.	37		37	39	39	39	39
	у доброму стані		33		33	34	35	36	36
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		2		2	1			
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		2		2	2	2	1	1
17	Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього	шт.	326		326	326	326	326	326
	у доброму стані		306		309	309	310	313	313
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		4		4	4	4	3	3
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		16	2	13	13	12	10	10
18	Силові трансформатори ПС вищою напругою 6 – 10 кВ, усього	шт.	4,971.00		4,993.00	5014	5037	5057	5077
	у доброму стані		3,189.00		3,164.00	3188	3221	3264	3305
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		40.00		40.00	42	45	49	51
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		157.00	20.00	137.00	117	97	77	57

* Оцінку необхідності капітального ремонту або повної заміни ліній електропередачі (ЛЕП) проводити за пріоритетом реального технічного стану, а не з урахуванням періодичності капітального ремонту.

** Зазначити відповідний рік.

18.1. Технічний стан підстанцій 35-150 кВ

Таблиця 1. Основні технікоекономічні показники ПС 150-35 кВ АТ «Херсонобленерго»

№ п/п	Найменування	Поточний (звітний) рік	Співвідношення, %
1	2	3	4
1	ПС 35-150кВ, які перебувають на балансі ліцензіата, і потужність силових трансформаторів на них, усього, од./МВА	218/2664,4	100,00
	У тому числі:		
1.1.	150кВ	19/1346	8,72/50,52
1.2.	35кВ	199/1318,4	91,28/49,48
2	ПС 35-150кВ, які перебувають на балансі інших організацій і потужність силових трансформаторів на них, усього, од.	259	100,00
2.1.	150кВ	5	2,31
2.2.	35кВ	254	97,69

Діюче обладнання, яке не відповідає сучасним вимогам і умовам експлуатації.

До такого обладнання належать:

- трансформатори старої шкали з підвищеними втратами (виділено **зеленим** кольором);
- відділювачі і короткозамикачі (ВД і КЗ), які зняті з виробництва з 1985 р (виділено **червоним** кольором);
- запобіжники з боку високої напруги силових трансформаторів 35кВ;
- масляні вимикачі 150-35-10(6) кВ, які відпрацювали свій нормативний ресурс і мають дефекти та знос основних контактних з'єднань, дугогасних камер, що ускладнює проведення оперативних перемикачів і призводить до зменшення надійності мереж в цілому (виділено **червоним** кольором).

На ПС 150 (35) кВ АТ «Херсонобленерго» на даний час знаходяться в експлуатації силові трансформатори старої шкали — 20шт.

На балансі АТ «Херсонобленерго» знаходяться 167 силових трансформаторів 35кВ без пристроїв РПН.

Відокремлювачі (ВД) і короткозамикачі (КЗ) встановлені на 4 ПС 150кВ та на 13 ПС 35кВ АТ «Херсонобленерго».

По мережі 150кВ встановлені такі комутаційні апарати:

- ВД/КЗ — 8шт (12,7%);
- елегазові вимикачі — 54шт (85,7%);
- масляні вимикачі — 1шт (1,6%).

По мережі 35кВ встановлені такі комутаційні апарати:

- ВД/КЗ, запобіжники — 46шт (6,07%);

- вакуумні та елегазові вимикачі — 188шт (24,76%);

- масляні вимикачі — 525шт (69,17%).

По мережі 10(6)кВ встановлені такі комутаційні апарати:

- вакуумні вимикачі — 579шт (74,16%);

- масляні вимикачі — 1662шт (25,84%).

ПС 150/35/6кВ «ХНПЗ».

Підстанція введена в експлуатацію в 1968 році. ВРУ 150 кВ підстанції виконано за типовою схемою 150-7 "Дві робочі та обхідна система шин". Через дану підстанцію проходять транзити 4-х ПЛ-150 кВ таких як ПЛ-150кВ "Херсонская-1", ПЛ-150кВ "Херсонская-2", ПЛ-150кВ "П.Покровская" та ПЛ-150кВ "Коммунальная". Також здійснюється живлення 2-х ПЛ-150кВ "Карантинная-1" та "Карантинная-2"

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Дві робочі системи шин».

РУ-6 кВ виконано за типовою схемою 10-2 "Дві одинарні секціоновані вимикачами системи шин".

Дані, щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведені нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 150кВ "ХНПЗ"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТДТГ-60000/150	ТДТГ-60000/150
Рік виготовлення	1968	1969
Потужність, МВА	60	60
Номінальна напруга, кВ	150/38,5/6,6	150/38,5/6,6
Номінальний струм, А	230,8/900/5243	230,8/900/5248
Схема та група з'єднань обмоток	Y/Y/ Δ -12-11	Y/Y/ Δ -12-11
Регулювання напруги обмоток, %	150кВ	$\pm 2 \times 2,5$
	35кВ	$\pm 2 \times 2,5$

Вимикачі 150кВ	
Тип	ЛТВ-170-D1/В
	елегазовий
Виробник	ABB
Рік встановлення	2002-2005
Номінальна напруга, кВ	150

Номінальний струм, А	3150
Струм відключення, кА	40
Всього по напрузі 150кВ:	10
оливні	0
вакуумні	0
елегазові	10

Вимикачі 35кВ	
Тип	МКП-35/1000 У1
	оливний
Рік встановлення	1967-1978
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	1000
Струм відключення, кА	25
Всього по напрузі 35кВ:	12
оливні	12
вакуумні	0
елегазові	0

Вимикачі 6кВ			
Тип	ВР3	ВР1	SUSOL-VL-12P20C10
	вакуумний	вакуумний	вакуумний
Рік встановлення	2006	2006-2007	2013
Номінальна напруга, кВ	10	10	10
Номінальний струм, А	3150	630	1000
Струм відключення, кА	40	20	20
Всього по напрузі 6кВ:	6	27	1
оливні		0	
вакуумні		34	
елегазові		0	

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	5ТСП	49ТСП
Тип	ТМ-250/6	ТМ-250/6
Потужність, МВА	0,25	0,25

Трансформатори напруги			
Номінальна напруга	150кВ	35кВ	6кВ
Кількість	2	2	4
Тип	НКФ-220	ЗНОМ-35	НТМИ-6

ПС 150/10кВ «Коммунальная».

Підстанція введена в експлуатацію в 1984 році. ВРУ 150 кВ підстанції виконано за нетиповою схемою «Місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів та ремонтною перемичкою зі сторони ліній» та ввімкнена відпайкою в транзит 150 кВ «ХНПЗ -ХТЭЦ».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-2 "Дві одинарні секціоновані вимикачами системи шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 150кВ "Коммунальная"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТРДН-32000/150	ТРДН-32000/150
Рік виготовлення / установки		1984	1990
Потужність, МВА		32	32
Номінальна напруга, кВ		158/10,5/10,5	158/10,5/10,5
Номінальний струм, А		117/878/878	117/880/880
Схема та група з'єднань обмоток		Y/Δ/Δ-11-11	Y/Δ/Δ-11-11
Регулювання напруги обмоток, %	150кВ	±8×1,5	±8×1,5

Вимикачі 150кВ	
Тип	ЛТВ-170-D1/В
	Елегазовий
Виробник	ABB
Рік встановлення	2006-2010
Номінальна напруга, кВ	150
Номінальний струм, А	3150
Струм відключення, кА	40
Всього по напрузі 150кВ:	3

оливні	0
вакуумні	0
елегазові	3

Вимикачі 10кВ				
Тип	ВВ/TEL-10-31,5/1600	ВВ/TEL-10-20/630	ЕХЕ-12-25/1250	ЕХЕ-12-25/630
	вакуумний	вакуумний	вакуумний	Вакуумний
Рік встановлення	2007	2007	2019	2019
Номінальна напруга, кВ	10	10	10	10
Номінальний струм, А	1600	630	1250	630
Струм відключення, кА	31,5	20	25	25
Всього по напрузі 10кВ:	6	32	4	4
оливні	0			
вакуумні	46			
елегазові	0			

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСП-1	ТСП-2
Тип	ТМ-160/10	ТМ-250/10
Потужність, МВА	0,16	0,25

Трансформатори напруги		
Номінальна напруга	150кВ	10кВ
Кількість	2	4
Тип	НКФ-150	НТАМИ-10

ПС 150/35/10кВ «Бериславская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1984 році. ВРУ 150 кВ підстанції виконано за нетиповою схемою «Місток з вимикачами в ланцюгах ліній без ремонтної перемички зі сторони ліній» та заживлена від ПЛ-150кВ «Каховська ГЕС-Нафтопровід Л-68» та ПЛ-150кВ «Каховська ГЕС-Нафтопровід Л-69».

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 150кВ "Бериславская"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТДТН-25000/150	ТДТН-25000/150
Рік виготовлення / установки	1984	1984
Потужність, МВА	25	25
Номінальна напруга, кВ	158/38,5/11	158/38,5/11
Номінальний струм, А	83,8/375/1312	83,8/375/1312
Схема та група з'єднань обмоток	Y/Y/ Δ -0-11	Y/Y/ Δ -0-11
Регулювання напруги обмоток, %	150кВ	$\pm 8 \times 1,5$
	35кВ	$\pm 2 \times 2,5$

Вимикачі 150кВ		
Тип	ЛТВ-170-D1/B	
	Елегазовий	
Виробник	ABB	
Рік встановлення	2013	
Номінальна напруга, кВ	150	
Номінальний струм, А	3150	
Струм відключення, кА	40	
Всього по напрузі 150кВ:	3	
	оливні	0
	вакуумні	0
	елегазові	3
Вимикачі 35кВ		
Тип	МКП-35/1000 У1	OVB-VBF40.25.32/2500
	Оливний	Вакуумний
Рік встановлення	1989	2019
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	1000	2500

Струм відключення, кА	25	31,5
Всього по напрузі 35кВ:	4	3
оливні вакуумні елегазові		4 3 0

Вимикачі 10кВ				
Тип	VL-12P25D20	ВВ/VL-12-25/1250	ВВ/VL-12-25/1000	ВМПЭ-10-630
	вакуумний	вакуумний	вакуумний	Оливний
Рік встановлення	2017	2017	2018-2019	1989
Номинальна напруга, кВ	10	10	10	10
Номинальний струм, А	2000	1250	1000	630
Струм відключення, кА	25	25	25	20
Всього по напрузі 10кВ:	4	1	4	10
оливні вакуумні елегазові			10 9 0	

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСП-1	ТСП-2
Тип	ТМ-100/10	ТМ-100/10
Потужність, МВА	0,1	0,1

Трансформатори напруги			
Номинальна напруга	150кВ	35кВ	10кВ
Кількість	2	2	2
Тип	VEOT-170	ЗНОМ-35	НТАМИ-10

Відділювачі	
Номинальна напруга	150кВ
Кількість	2
Тип	ОД-150/1000

ПС 150/35/10кВ «Промышленная».

Підстанція введена в експлуатацію в 1976 році. ВРУ 150 кВ підстанції виконано за типовою схемою 150-2 «Два блоки лінія трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній».

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Дві робочі системи шин».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 150кВ "Промышленная"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТДТН-63000/150	ТДТН-63000/150
Рік виготовлення / установки		1988	1984
Потужність, МВА		63	63
Номінальна напруга, кВ		158/38,5/11	158/38,5/11
Номінальний струм, А		230,2/945/3307	230,2/945/3307
Схема та група з'єднань обмоток		Y/Y/Δ-0-11	Y/Y/Δ-0-11
Регулювання напруги обмоток, %	150кВ	±8×1,5	±8×1,5
	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 150кВ	
Тип	ЛТВ-170-D1/В
	Елегазовий
Виробник	ABB
Рік встановлення	2019
Номінальна напруга, кВ	150
Номінальний струм, А	3150
Струм відключення, кА	40
Всього по напрузі 150кВ:	2
оливні	0
вакуумні	0
елегазові	2

Вимикачі 35кВ

Тип	ВР35НС-35-20/1600	
	Вакуумний	
Рік встановлення	2005-2006	
Номинальна напруга, кВ	35	
Номинальний струм, А	1600	
Струм відключення, кА	20	
Всього по напрузі 35кВ:	7	
	оливні	0
	вакуумні	7
	елегазові	0

Вимикачі 10кВ				
Тип	ВР3-10-31,5/3150	ВР2-10-20/1600	ВВ/ТЕЛ-10-20/1000	ВМПЭ-10/1000
	вакуумний	вакуумний	вакуумний	Оливний
Рік встановлення	2015	2011	2010	1976
Номинальна напруга, кВ	10	10	10	10
Номинальний струм, А	3150	1600	1000	1000
Струм відключення, кА	31,5	20	20	31,5
Всього по напрузі 10кВ:	2	1	18	6
	оливні	6		
	вакуумні	21		
	елегазові	0		

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСН-1	ТСН-2
Тип	ТМ-160/10	ТМ-160/10
Потужність, МВА	0,16	0,16

Трансформатори напруги			
Номинальна напруга	150кВ	35кВ	10кВ
Кількість	2	2	2
Тип	ЕМФ-170	ЗНОМ-35	НТМИ-10

ПС 150/35/10кВ «П.Покровская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1971 році. ВРУ 150 кВ підстанції виконано за нетиповою схемою «Місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів та ремонтною перемичкою зі сторони ліній» та ввімкнена відпайкою в транзит 150 кВ «ХНПЗ - Октябрьская».

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 150кВ "П.Покровская"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТДТН-40000/150	ТДТН-40000/150
Рік виготовлення / установки		1971	1971
Потужність, МВА		40	40
Номінальна напруга, кВ		158/38,5/11	158/38,5/11
Номінальний струм, А		146/600/2100	146/600/2100
Схема та група з'єднань обмоток		Y/Y/Δ-0-11	Y/Y/Δ-0-11
Регулювання напруги обмоток, %	150кВ	±8×1,5	±8×1,5
	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 150кВ		
Тип	ЛТВ-170-D1/B	150-SFM-40B
	Елегазовий	Елегазовий
Виробник	ABB	CROMPTON GREAVES LTD
Рік встановлення	2006	2014
Номінальна напруга, кВ	150	150
Номінальний струм, А	3150	3150
Струм відключення, кА	40	40
Всього по напрузі 150кВ:	1	2
оливні		0
вакуумні		0

елегазові	3
-----------	---

Вимикачі 35кВ		
Тип	МКП-35/1000 У1	С-35-М-630-10-У1
	Оливний	Оливний
Рік встановлення	1971-1972	1981
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	1000	630
Струм відключення, кА	25	10
Всього по напрузі 35кВ:	12	1
оливні	13	
вакуумні	0	
елегазові	0	

Вимикачі 10кВ		
Тип	ВМП-10-К-1600	ВМП-10-К-630
	Оливний	Оливний
Рік встановлення	1971	1971
Номінальна напруга, кВ	10	10
Номінальний струм, А	1600	630
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	3	2
оливні	5	
вакуумні	0	
елегазові	0	

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСП-1	ТСП-2
Тип	ТМ-160/10	ТМ-160/10
Потужність, МВА	0,16	0,16

Трансформатори напруги			
Номінальна напруга	150кВ	35кВ	10кВ
Кількість	2	2	2
Тип	НКФ-150	ЗНОМ-35	НАМИ-10, НТМИ-10

ПС 150/35/10кВ «Чулаковская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1972 році. ВРУ 150 кВ підстанції виконано за нетиповою схемою «Два блоки ліній трансформатор з відділювачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній електропередавання» та ввімкнена відпайкою в транзит 150 кВ «Виноградово-Цюрупинская».

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 150кВ "Чулаковская"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТДТН-25000/150	ТДТН-25000/150
Рік виготовлення / установки	1972	1972
Потужність, МВА	25	25
Номінальна напруга, кВ	158/38,5/11	158/38,5/11
Номінальний струм, А	91,4/375/1312	91,4/375/1312
Схема та група з'єднань обмоток	Y/Y/Δ-0-11	Y/Y/Δ-0-11
Регулювання напруги обмоток, %	150кВ	±8×1,5
	35кВ	±2×2,5

Вимикачі 35кВ	
Тип	ВР35НС-35-20/1600
	Вакуумний
Рік встановлення	2013-2014
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	1600
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 35кВ:	9
оливні	0
вакуумні	9
елегазові	0

Вимикачі 10кВ

Тип	ВР2-10-20/1600	ВР1-10-20/630
	Вакуумний	Вакуумний
Рік встановлення	2017	2015
Номинальна напруга, кВ	10	10
Номинальний струм, А	1600	630
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	3	5
	оливні	0
	вакуумні	8
	елегазові	0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-2
Тип	ТМ-100/10	ТМ-100/10
Потужність, МВА	0,1	0,1

Трансформатори напруги			
Номинальна напруга	150кВ	35кВ	10кВ
Кількість	1	2	2
Тип	НКФ-220	ЗНОМ-35	НТМИ-10

Відділювачі	
Номинальна напруга	150кВ
Кількість	2
Тип	ОД-150/1000

Короткозамикачі	
Номинальна напруга	150кВ
Кількість	2
Тип	КЗ-150

ПС 150/35/10кВ «Цюрупинская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1981 році. ВРУ 150 кВ підстанції виконано за нетиповою схемою «Місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів та ремонтною перемичкою зі сторони ліній» та ввімкнена відпайкою в транзит 150 кВ «Каховская 330 - Чулаковская».

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-5 «Одна секціонована вимикачем

система шин».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 150кВ "Цюрупинская"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТДТН-63000/150	ТДТН-40000/150
Рік виготовлення / установки	2010	1979
Потужність, МВА	63	40
Номінальна напруга, кВ	158/38,5/11	155/38,5/11
Номінальний струм, А	230,2/944,8/3306,6	148,7/600/2100
Схема та група з'єднань обмоток	Y/Y/Δ-0-11	Y/Y/Δ-0-11
Регулювання напруги обмоток, %	150кВ	±8×1,5
	35кВ	±2×2,5

Вимикачі 150кВ		
Тип	150-SFM-40В	
	Елегазовий	
Виробник	CROMPTON GREAVES LTD	
Рік встановлення	2011-2012	
Номінальна напруга, кВ	150	
Номінальний струм, А	3150	
Струм відключення, кА	40	
Всього по напрузі 150кВ:	3	
	оливні	0
	вакуумні	0
	елегазові	3

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВГБЭ-35-12,5/1000	ВР35НС-35-20/1600
	елегазовий	Вакуумний
Рік встановлення	2007, 2012	2012-2013
Номінальна напруга, кВ	35	35

Номинальний струм, А	1000	1600
Струм відключення, кА	12,5	20
Всього по напрузі 35кВ:	2	8
оливні	0	
вакуумні	8	
елегазові	2	

Вимикачі 10кВ							
Тип	VH-12H 40D40/4 000	ВВ/TEL- 10-20/1000	VD4-12- 40/3150	ВМПЭ- 10/630	VH-12H 40D40/40 00	ВКЭ-М- 20/630	ВВ/VL-12- 25/1000
	вакуумний	вакуумний	вакуумний	оливний	вакуумний	оливний	вакуумний
Рік встановлення	2018	2010	2012	1981	2018	1994	2018-2020
Номинальна напруга, кВ	10	10	10	10	10	10	10
Номинальний струм, А	4000	1000	3150	630	4000	630	1000
Струм відключення, кА	40	20	40	20	40	20	25
Всього по напрузі 10кВ:	1	2	1	9	1	2	7
оливні	11						
вакуумні	12						
елегазові	0						

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-2
Тип	ТМ-160/10	ТМ-160/10
Потужність, МВА	0,16	0,16

Трансформатори напруги

Номинальна напруга	150кВ	35кВ	10кВ
Кількість	2	2	2
Тип	EMF-170	VTO-38P	НАМИ-10

ПС 150/35/6кВ «Никольская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1977 році. ВРУ 150 кВ підстанції виконано за нетиповою схемою «Місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів та ремонтною перемичкою зі сторони ліній» та ввімкнена відпайкою в транзит 150 кВ «ХТЭЦ — Каховская ГЭС».

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин».

РУ-6 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 150кВ "Никольская"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТДТН-16000/150	ТДТН-16000/150
Рік виготовлення / установки		1978	1977
Потужність, МВА		16	16
Номинальна напруга, кВ		155/38,5/6,6	155/38,5/6,6
Номинальний струм, А		58,5/240/1400	58,5/240/1400
Схема та група з'єднань обмоток		Y/Y/Δ-0-11	Y/Y/Δ-0-11
Регулювання напруги обмоток, %	150кВ	±8×1,5	±8×1,5
	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 150кВ		
Тип	LTB-170-D1/B	GL 313 F1/4031 P/VE
	елегазовий	елегазовий
Виробник	ABB	ALSTOM
Рік встановлення	2006	2014
Номинальна напруга, кВ	150	150
Номинальний струм, А	3150	3150

Струм відключення, кА	40	40
Всього по напрузі 150кВ:	1	2
оливні		0
вакуумні		0
елегазові		3

Вимикачі 35кВ	
Тип	ВБЗЕ-35-20/1000
	вакуумний
Рік встановлення	2001-2002
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	1000
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 35кВ:	5
оливні	0
вакуумні	5
елегазові	0

Вимикачі 6кВ	
Тип	ВВ/TEL-10-20/630
	вакуумний
Рік встановлення	2014
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	630
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 6кВ:	9
оливні	0
вакуумні	9
елегазові	0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСП-1	ТСП-2
Тип	ТМ-160/6	ТМ-160/6
Потужність, МВА	0,16	0,16

Трансформатори напруги			
Номінальна напруга	150кВ	35кВ	10кВ

Кількість	2	2	2
Тип	НКФ-150	ЗНОМ-35	ЗНОЛ-6

ПС 150/35/10кВ «Трифоновская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1978 році. ВРУ 150 кВ підстанції виконано за нетиповою схемою «Один блок лінія трансформатор з вимикачем і неавтоматичною перемичкою з боку ліній» та живиться від ПЛ-150кВ «КРЭС-2-1» та ПЛ-150кВ «КРЭС-2-2».

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 150кВ "Трифоновская"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування		1Т
Тип		ТДТН-40000/150
Рік виготовлення / установки		1978
Потужність, МВА		40
Номінальна напруга, кВ		158/38,5/11
Номінальний струм, А		162,2/600/2100
Схема та група з'єднань обмоток		Y/Y/Δ-0-11
Регулювання напруги обмоток, %	150кВ	±8×1,5
	35кВ	±2×2,5

Вимикачі 150кВ	
Тип	ЛТВ-170-D1/В
	Елегазовий
Виробник	ABB
Рік встановлення	2019
Номінальна напруга, кВ	150
Номінальний струм, А	3150
Струм відключення, кА	40

Всього по напрузі 150кВ:	1
оливні	0
вакуумні	0
елегазові	1

Вимикачі 35кВ	
Тип	ВР35НС-35-20/1600
	Вакуумний
Рік встановлення	2008-2009, 2017
Номинальна напруга, кВ	35
Номинальний струм, А	1600
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 35кВ:	7
оливні	0
вакуумні	7
елегазові	0

Вимикачі 10кВ	
Тип	ВБ4-П-10-20/630
	Вакуумний
Рік встановлення	2007, 2018
Номинальна напруга, кВ	10
Номинальний струм, А	630
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	7
оливні	0
вакуумні	7
елегазові	0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-2
Тип	ТМ-100/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,1	0,025

Трансформатори напруги		
Номинальна напруга	35кВ	10кВ
Кількість	1	1

Тип	ЗНОМ-35	ТJP4/10
-----	---------	---------

ПС 150/35/10кВ «Виноградово».

Підстанція введена в експлуатацію в 1964 році. ВРУ 150 кВ підстанції виконано за нетиповою схемою «Місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів та ремонтною перемичкою зі сторони ліній» та ввімкнена відпайкою в транзит 150 кВ «Чулаковская — Каховская 330».

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 150кВ "Виноградово"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТДТН-40000/150	ТДТН-40000/150
Рік виготовлення / установки		1993	1974
Потужність, МВА		40	40
Номінальна напруга, кВ		158/38,5/11	158/38,5/11
Номінальний струм, А		146,2/600/2098	146,2/600/2098
Схема та група з'єднань обмоток		Y/Y/ Δ -0-11	Y/Y/ Δ -0-11
Регулювання напруги обмоток, %	150кВ	$\pm 8 \times 1,5$	$\pm 8 \times 1,5$
	35кВ	$\pm 2 \times 2,5$	$\pm 2 \times 2,5$

Вимикачі 150кВ	
Тип	ЛТВ-170-D1/В
	Елегазовий
Виробник	ABB
Рік встановлення	2019
Номінальна напруга, кВ	150
Номінальний струм, А	3150
Струм відключення, кА	40
Всього по напрузі 150кВ:	3

оливні	0
вакуумні	0
елегазові	3

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВР35НС-35-20/1600	ВБЗЕ-35-20/1000
	вакуумний	Вакуумний
Рік встановлення	2005	2004
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	1600	1000
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 35кВ:	3	7
оливні	0	
вакуумні	10	
елегазові	0	

Вимикачі 10кВ			
Тип	ВВ/TEL-10-20/630	ВВ/TEL-10-20/1000	ВВ/VL-12-25/1000
	Вакуумний	Вакуумний	Вакуумний
Рік встановлення	2007, 2010	2005-2018	2018
Номінальна напруга, кВ	10	10	10
Номінальний струм, А	630	1000	1000
Струм відключення, кА	20	20	25
Всього по напрузі 10кВ:	2	11	2
оливні	0		
вакуумні	15		
елегазові	0		

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСП-1	ТСП-2
Тип	ТМ-160/10	ТМ-160/10
Потужність, МВА	0,16	0,16

Трансформатори напруги			
Номінальна напруга	150кВ	35кВ	10кВ
Кількість	1	2	2
Тип	ЕМФ-170	ЗНОМ-35	НТАМИ-10,

ПС 150/35/10кВ «Н.Алексеевка».

Підстанція введена в експлуатацію в 1980 році. ВРУ 150 кВ підстанції виконано за типовою схемою «Два блоки ліній трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній електропередавання» та живиться від ПЛ- 150 кВ «Н.Троицкая».

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 150кВ "Н.Алексеевка"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТДТН-25000/150	ТДТН-25000/150
Рік виготовлення / установки		1983	1979
Потужність, МВА		25	25
Номінальна напруга, кВ		158/38,5/11	158/38,5/11
Номінальний струм, А		83,8/375/1312	83,8/375/1312
Схема та група з'єднань обмоток		Y/Y/ Δ -0-11	Y/Y/ Δ -0-11
Регулювання напруги обмоток, %	150кВ	$\pm 8 \times 1,5$	$\pm 8 \times 1,5$
	35кВ	$\pm 2 \times 2,5$	$\pm 2 \times 2,5$

Вимикачі 150кВ	
Тип	ЛТВ-170-D1/В
	елегазовий
Виробник	ABB
Рік встановлення	2020
Номінальна напруга, кВ	150
Номінальний струм, А	3150
Струм відключення, кА	40
Всього по напрузі 150кВ:	2

оливні	0
вакуумні	0
елегазові	2

Вимикачі 35кВ	
Тип	С-35/630
	оливний
Рік встановлення	1980
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	630
Струм відключення, кА	10
Всього по напрузі 35кВ:	9
оливні	9
вакуумні	0
елегазові	0

Вимикачі 10кВ		
Тип	ВВ/TEL-10-20/1000	ВМПЭ-10-630
	вакуумний	оливний
Рік встановлення	2016	1980
Номінальна напруга, кВ	10	10
Номінальний струм, А	1000	630
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	5	9
оливні	9	
вакуумні	5	
елегазові	0	

Трансформатори власних потреб			
Оперативне найменування	ТСП-1-2	ТСП-2-1	ТСП-2-2
Тип	ТМ-100/10	ТМ-63/10	ТМ-100/10
Потужність, МВА	0,1	0,063	0,1

Трансформатори напруги			
Номінальна напруга	150кВ	35кВ	10кВ
Кількість	1	2	2
Тип	UTE-170	ЗНОМ-35	ЗНОЛП-Э-12

ПС 150/35/10кВ «Рубановка».

Підстанція введена в експлуатацію в 1974 році. ВРУ 150 кВ підстанції виконано за нетиповою схемою «Два блоки ліній трансформатор з відділювачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній електропередавання» та живиться від ПЛ- 150 кВ «Чкалово».

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 150кВ "Рубановка"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТДТН-25000/150	ТДТН-25000/150
Рік виготовлення / установки		1974	1972
Потужність, МВА		25	25
Номінальна напруга, кВ		158/38,5/11	158/38,5/11
Номінальний струм, А		83,8/375/1312	83,8/375/1312
Схема та група з'єднань обмоток		Y/Y/Δ-0-11	Y/Y/Δ-0-11
Регулювання напруги обмоток, %	150кВ	±8×1,5	±8×1,5
	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	С-35/630	ВР35НСМ-20/1600
	оливний	вакуумний
Рік встановлення	1974	2017
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	630	1600
Струм відключення, кА	10	20
Всього по напрузі 35кВ:	8	1
оливні		8
вакуумні		1
елегазові		0

Вимикачі 10кВ				
Тип	ВВ/VL-12-25/1250	VL-12P25D20	ВР1-10-20/630	ВМПЭ-10-630
	вакуумний	вакуумний	вакуумний	оливний
Рік встановлення	2017	2017	2016	1974
Номинальна напруга, кВ	10	10	10	10
Номинальний струм, А	1250	2000	630	630
Струм відключення, кА	25	25	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	3	2	5	1
оливні вакуумні елегазові				1 10 0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСП-10-1	ТСП-10-2
Тип	ТМ-160/10	ТМ-160/10
Потужність, МВА	0,16	0,16

Трансформатори напруги			
Номинальна напруга	150кВ	35кВ	10кВ
Кількість	1	2	2
Тип	НКФ-220	ЗНОМ-35	НТАМИ-10

Відділювачі	
Номинальна напруга	150кВ
Кількість	2
Тип	ОД-150/1000

Короткозамикачі	
Номинальна напруга	150кВ
Кількість	2
Тип	КЗ-150М

ПС 150/35/10кВ «Промбаза».

Підстанція введена в експлуатацію в 1968 році. ВРУ 150 кВ підстанції виконано за типовою схемою 150-2 «Два блоки ліній трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній » та живиться від ПЛ- 150 кВ «Н.Каховка-ГНС-1» та ПЛ- 150 кВ «Н.Каховка-ГНС-2».

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин».

РУ-10 кВ виконано за нетиповою схемою «Дві одинарні секціоновані вимикачами системи шин».

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 150кВ "Промбаза"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТДТНГ-25000/150	ТДТН-25000/150
Рік виготовлення / установки	1965	1979
Потужність, МВА	25	25
Номінальна напруга, кВ	158/38,5/11	158/38,5/11
Номінальний струм, А	83,8/375/1312	83,8/375/1312
Схема та група з'єднань обмоток	Y/Y/Δ-0-11	Y/Y/Δ-0-11
Регулювання напруги обмоток, %	150кВ	±8×1,5
	35кВ	±2×2,5

Вимикачі 150кВ	
Тип	ЛТВ-170-D1/В елегазовий
Виробник	ABB
Рік встановлення	2010
Номінальна напруга, кВ	150
Номінальний струм, А	3150
Струм відключення, кА	40
Всього по напрузі 150кВ:	2
оливні	0
вакуумні	0
елегазові	2

Вимикачі 35кВ			
Тип	ВР35НС-35-20/1600	ВБЗЕ-35-20/1000	ЗАФ 0141/1600
	вакуумний	вакуумний	вакуумний
Рік встановлення	2016	2016	2017
Номинальна напруга, кВ	35	35	35
Номинальний струм, А	1600	1000	1600
Струм відключення, кА	20	20	25
Всього по напрузі 35кВ:	6	2	1
оливні		0	
вакуумні		9	
елегазові		0	

Вимикачі 10кВ				
Тип	ВВ/TEL-10-20/630	ВВ/TEL-10-20/1000	ВК-10/1600	ВК-10/630
	вакуумний	вакуумний	оливний	оливний
Рік встановлення	2015	2015	1999	1999
Номинальна напруга, кВ	10	10	10	10
Номинальний струм, А	630	1000	1600	630
Струм відключення, кА	20	20	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	2	1	6	27
оливні			33	
вакуумні			3	
елегазові			0	

Трансформатори власних потреб			
Оперативне найменування	ТСП-1	ТСП-1-1	ТСП-2-1
Тип	ТМГ-160/10	ТМ-100/10	ТМ-100/10
Потужність, МВА	0,16	0,1	0,1

Трансформатори напруги		
Номінальна напруга	35кВ	10кВ
Кількість	2	4
Тип	ЗНОМ-35	ЗНОЛ-10

ПС 150/35/10кВ «ГНС-КОС».

Підстанція введена в експлуатацію в 1973 році. ВРУ 150 кВ підстанції виконано за нетиповою схемою «Дві секції шин 150 кВ по два трансформатор в блоці на кожну секцію шин 150 кВ з відділювачами і напівавтоматичною перемичкою з боку ліній електропередавання» та живиться від ПЛ - 150 кВ «Н.Каховка-1» і ПЛ - 150 кВ «Н.Каховка-2».

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 150кВ "ГНС-КОС"

Силові трансформатори				
Оперативне найменування	1Т	2Т	3Т	4Т
Тип	ТДТН-25000/150	ТРДН-63000/150	ТРДН-63000/150	ТДТН-25000/150
Рік виготовлення / установки	1974	1973	1986	2008
Потужність, МВА	25	63	63	25
Номінальна напруга, кВ	158/38,5/11	158/10,5/10,5	158/10,5/10,5	158/35/11
Номінальний струм, А	83,8/375/131 2	230,4/3468/346 8	230,4/3468/3468	83,8/375/1312
Схема та група з'єднань обмоток	Y/Y/ Δ -0-11	Y/ Δ / Δ -11-11	Y/ Δ / Δ -11-11	Y/Y/ Δ -0-11
Регулювання напруги обмоток, %	150кВ	$\pm 8 \times 1,5$	$\pm 8 \times 1,5$	$\pm 8 \times 1,5$
	35кВ	$\pm 2 \times 2,5$	-	$\pm 2 \times 2,5$

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВГБЭ-35-12,5/1000	ВР35НС-20/1600
	елегазовий	вакуумний
Рік встановлення	2009	2017
Номинальна напруга, кВ	35	35
Номинальний струм, А	1000	1600
Струм відключення, кА	12,5	20
Всього по напрузі 35кВ:	3	4
оливні		0
вакуумні		4
елегазові		3

Вимикачі 10кВ		
Тип	ВВ/VL-12-25/1000	ВГГМ-10-63/5000
	вакуумний	вакуумний
Рік встановлення	2020	2020
Номинальна напруга, кВ	10	10
Номинальний струм, А	1000	5000
Струм відключення, кА	25	63
Всього по напрузі 10кВ:	12	2
оливні		0
вакуумні		14
елегазові		0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-10-1	ТСР-10-2
Тип	ТМ-160/10	ТМ-160/10
Потужність, МВА	0,16	0,16

Трансформатори напруги		
Номинальна напруга	35кВ	10кВ
Кількість	2	2
Тип	ЗНОМ-35	IVS1F-1.1.1

Відділювачі		
Номинальна напруга	150кВ	

Кількість	2
Тип	ОД-150М/1000

Короткозамикачі	
Номінальна напруга	150кВ
Кількість	2
Тип	КЗ-150М

ПС 150/35/6кВ «ГНС-СОС».

Підстанція введена в експлуатацію в 1990 році. ВРУ 150 кВ підстанції виконано за нетиповою схемою «Один блок ліній трансформатор з відділювачем і неавтоматичною перемичкою з боку ліній електропередавання» та живиться від ПЛ-150кВ «НКГПП-ГНС-1» та ПЛ-150кВ «НКГПП-ГНС-2».

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Одна несекціонована система шин».

РУ-6 кВ виконано за нетиповою схемою "Одна одинарна несекціонована система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 150кВ "ГНС-СОС"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	2Т	
Тип	ТДТН-25000/150	
Рік виготовлення / установки	1988	
Потужність, МВА	25	
Номінальна напруга, кВ	158/38,5/6,6	
Номінальний струм, А	83,8/375/2189,5	
Схема та група з'єднань обмоток	Y/Y/ Δ -0-11	
Регулювання напруги обмоток, %	150кВ	$\pm 8 \times 1,5$
	35кВ	$\pm 2 \times 2,5$

Вимикачі 150кВ		
Тип	ВМТ-220-25/1250	3AP1FG-170
	оливний	елегазовий
Виробник	СССР	Siemens

Рік встановлення	1990	2020
Номинальна напруга, кВ	150	150
Номинальний струм, А	1250	3150
Струм відключення, кА	25	40
Всього по напрузі 150кВ:	1	4
оливні	1	
вакуумні	0	
елегазові	4	

Вимикачі 35кВ			
Тип	ВР35НСМ-35-20/1600	ВР35НС-35-20/1600	ВБЗЕ-35-20/1000
	вакуумний	вакуумний	вакуумний
Рік встановлення	2020	2010-2020	2006
Номинальна напруга, кВ	35	35	35
Номинальний струм, А	1600	1600	1000
Струм відключення, кА	20	20	20
Всього по напрузі 35кВ:	1	3	1
оливні		0	
вакуумні		5	
елегазові		0	

Вимикачі 6кВ			
Тип	ВМПЭ-10/3150	ВКЭ-10/1600	ВКЭ-10/630
	оливний	оливний	оливний
Рік встановлення	1990	1990	1990
Номинальна напруга, кВ	10	10	10
Номинальний струм, А	3150	1600	630
Струм відключення, кА	31,5	31,5	20
Всього по напрузі 6кВ:	2	1	1
оливні		4	
вакуумні		0	
елегазові		0	

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-2	ТСР-3

Тип	ТМ-250/10	ТМГ-250/35
Потужність, МВА	0,25	0,25

Трансформатори напруги			
Номінальна напруга	150кВ	35кВ	10кВ
Кількість	2	1	2
Тип	УТЕ-170	ЗНОМ-35	НОЛ-6, ЗНОЛ-06-6

ПС 150/35/10кВ «Дудчино».

Підстанція введена в експлуатацію в 1968 році. ВРУ 150 кВ підстанції виконано за нетиповою схемою «Місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів та ремонтною перемичкою зі сторони ліній» та ввімкнена відпайкою в транзит 150 кВ «Каховская 330-Н.Троицкая».

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 150кВ "Дудчино"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТДТН-40000/150	ТДТН-40000/150
Рік виготовлення / установки		1985	1980
Потужність, МВА		40	40
Номінальна напруга, кВ		158/38,5/11	158/38,5/11
Номінальний струм, А		146,2/600/2098	146,2/600/2098
Схема та група з'єднань обмоток		Y/Y/Δ-0-11	Y/Y/Δ-0-11
Регулювання напруги обмоток, %	150кВ	±8×1,5	±8×1,5
	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 150кВ		
Тип	ЛТВ-170-D1/В	150-SFM-40В
	елегазовий	елегазовий

Виробник	ABB	CROMPTON GREAVES LTD
Рік встановлення	2011	2014
Номинальна напруга, кВ	150	150
Номинальний струм, А	3150	3150
Струм відключення, кА	40	40
Всього по напрузі 150кВ:	2	1
оливні		0
вакуумні		0
елегазові		3

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВР35НС-35-20/1600	ВР35НСМ-35-20/1600
	вакуумний	вакуумний
Рік встановлення	2011	2014
Номинальна напруга, кВ	35	35
Номинальний струм, А	1600	1600
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 35кВ:	10	2
оливні		0
вакуумні		12
елегазові		0

Вимикачі 10кВ	
Тип	ВІМ-10/630
	оливний
Рік встановлення	1987
Номинальна напруга, кВ	10
Номинальний струм, А	630
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	7
оливні	7
вакуумні	0
елегазові	0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-10-1	ТСР-10-2
Тип	ТМ-63/10	ТМ-63/10
Потужність, МВА	0,063	0,063

Трансформатори напруги			
Номінальна напруга	150кВ	35кВ	10кВ
Кількість	2	2	2
Тип	НКФ-220	GEF 36	ЗВТМ-12

ПС 150/35/6кВ «Н.Троицкая».

Підстанція введена в експлуатацію в 1967 році. ВРУ 150 кВ підстанції виконано за типовою схемою 150-7 "Дві робочі та обхідна система шин". Через дану підстанцію проходять транзити 2-х ПЛ-150 кВ таких як ПЛ-150кВ "Партизаны" та ПЛ-150кВ "Дудчино". Також здійснюється живлення 3-х ПЛ-150кВ "Н.Тимофеевка-1", "Н.Тимофеевка-2" та "Н.Алексеевка. До систем шин 150кВ під'єднано 2 генеруючі лінії 150кВ "Н.Троицкая ВЭС" та "Оверьяновская ВЭС".

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 150кВ "Н.Троицкая"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТДТН-40000/150	ТДТНГ-25000/150
Рік виготовлення / установки		1977	1967
Потужність, МВА		40	25
Номінальна напруга, кВ		158/38,5/11	154/38,5/11
Номінальний струм, А		146,2/600/2098	83,8/375/1312
Схема та група з'єднань обмоток		Y/Y/Δ-0-11	Y/Y/Δ-0-11
Регулювання напруги обмоток, %	150кВ	±8×1,5	±8×1,5
	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 150кВ		
Тип	ЛТВ-170-D1/В	3AP1FG-170
	елегазовий	елегазовий
Виробник	ABB	Siemens
Рік встановлення	2007, 2017, 2018	2005
Номинальна напруга, кВ	150	150
Номинальний струм, А	3150	3150
Струм відключення, кА	40	40
Всього по напрузі 150кВ:	5	6
	оливні	0
	вакуумні	0
	елегазові	11

Вимикачі 35кВ		
Тип	ОНВ 40.25.32	ЗАФ 0143/1600
	елегазовий	вакуумний
Рік встановлення	2015	2006
Номинальна напруга, кВ	35	35
Номинальний струм, А	2500	1600
Струм відключення, кА	31,5	25
Всього по напрузі 35кВ:	4	10
	оливні	0
	вакуумні	10
	елегазові	4

Вимикачі 10кВ		
Тип	ВР2-10-20/1600	ВР1-10-20/630
	вакуумний	вакуумний
Рік встановлення	2009	2009
Номинальна напруга, кВ	10	10
Номинальний струм, А	630	1000
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	3	11
	оливні	0
	вакуумні	14
	елегазові	0
Трансформатори власних потреб		

Оперативне найменування	ТСП-1	ТСП-2	ТСП-3	ТСП-4	ТСП-5
Тип	ТМ-100/10	ТМ-250/10	ТМ-250/10	ТМ-100/10	ТМ-100/10
Потужність, МВА	0,1	0,25	0,25	0,1	0,1

Трансформатори напруги			
Номінальна напруга	150кВ	35кВ	10кВ
Кількість	2	2	4
Тип	ВЕОТ 170/325/750	ЗНОМ-35	НТМИ-10

ПС 150/35/10кВ «Н.Тимофеевка».

Підстанція введена в експлуатацію в 1978 році. ВРУ 150 кВ підстанції виконано за нетиповою схемою «Два блоки ліній трансформатор з відділювачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній електропередавання» та живиться від ПЛ-150кВ «Н.Троицкая-1» та ПЛ-150кВ «Н.Троицкая-2».

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин».

РУ-10 кВ живить ТСП-1 та ТСП-2.

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 150кВ "Н.Тимофеевка"

Силві трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТДТН-40000/150	ТРДН-40000/150
Рік виготовлення / установки		1984	1977
Потужність, МВА		40	40
Номінальна напруга, кВ		158/38,5/11	158/38,5/11
Номінальний струм, А		146,2/600/2098	146,2/600/2098
Схема та група з'єднань обмоток		У/У/Δ-0-11	У/У/Δ-0-11
Регулювання напруги обмоток, %	150кВ	±8×1,5	±8×1,5
	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 35кВ

Тип	ВР35НС-20/1600	
	вакуумний	
Рік встановлення	2013	
Номинальна напруга, кВ	35	
Номинальний струм, А	1600	
Струм відключення, кА	20	
Всього по напрузі 35кВ:	10	
	оливні	0
	вакуумні	10
	елегазові	0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-2
Тип	ТМ-160/10	ТМ-160/10
Потужність, МВА	0,16	0,16

Трансформатори напруги	
Номинальна напруга	35кВ
Кількість	2
Тип	ЗНОМ-35

Відділювачі	
Номинальна напруга	150кВ
Кількість	2
Тип	ОД-150/1000

Короткозамикачі	
Номинальна напруга	150кВ
Кількість	2
Тип	КЗ-150М

ПС 150/35/10кВ «Нова».

Підстанція введена в експлуатацію в 2016 році. ВРУ 150 кВ підстанції виконано за нетиповою схемою «Один блок лінія трансформатор з вимикачем в ланцюгу трансформатора» та живиться від ПЛ-150кВ «Каховская 330».

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин».

РУ-10 кВ виконано за нетиповою схемою "Одна одинарна несекціонована система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 150кВ "Нова"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	3Т
Тип		ТДТН-25000/150	ТМН-4000/35-У1
Рік виготовлення / установки		2017	2019
Потужність, МВА		25	4
Номінальна напруга, кВ		158/38,5/11	35/10,5
Номінальний струм, А		93/375,3/1313,7	66/219,9
Схема та група з'єднань обмоток		Y/Y/Δ-0-11	Ун/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	150кВ	±8×1,5	-
	35кВ	±2×2,5	±4×2,5

Вимикачі 150кВ	
Тип	150-SFM-40В
	Елегазовий
Виробник	CROMPTON GREAVES LTD
Рік встановлення	2016
Номінальна напруга, кВ	150
Номінальний струм, А	3150
Струм відключення, кА	40
Всього по напрузі 150кВ:	1
	оливні
	вакуумні
	елегазові
	0
	0
	1

Вимикачі 35кВ	
Тип	HVX40-25-12F300H400
	Вакуумний
Рік встановлення	2016

Номинальна напруга, кВ	35
Номинальний струм, А	2500
Струм відключення, кА	25
Всього по напрузі 35кВ:	11
оливні	0
вакуумні	11
елегазові	0

Вимикачі 10кВ		
Тип	Evolis	Easypact EXE
	Вакуумний	Вакуумний
Рік встановлення	2016	2019-2020
Номинальна напруга, кВ	10	10
Номинальний струм, А	630	630
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	3	6
оливні	0	
вакуумні	9	
елегазові	0	

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	TCP-1	TCP-2
Тип	ТМГ-160/10	ТМ-160/35
Потужність, МВА	0,16	0,16

Трансформатори напруги			
Номинальна напруга	150кВ	35кВ	10кВ
Кількість	1	2	2
Тип	VEOT 170	3TJP35	IVS1F-1/1/1

ПС 35/10кВ «Сухарная».

Підстанція введена в експлуатацію в 1973 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блоки ліній трансформатор з відділювачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній електропередавання» та живиться від ПЛ-35кВ «Промышленная-1» та ПЛ-35кВ «Промышленная-2»

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Сухарная"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТДНС-10000/35	ТДНС-10000/35
Рік виготовлення / установки	2020	2019
Потужність, МВА	10	10
Номінальна напруга, кВ	36,75/10,5	36,75/10,5
Номінальний струм, А	157,1/549,9	157,1/549,9
Схема та група з'єднань обмоток	Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ ±8×1,5	±8×1,5

Вимикачі 10кВ	
Тип	ВР1-10-20/630
	Вакуумний
Рік встановлення	2012
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	630
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	17
оливні	0
вакуумні	17

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСП-10-1	ТСП-10-2
Тип	ТМ-100/10	ТМ-100/10
Потужність, МВА	0,1	0,1

Трансформатори напруги	
Номінальна напруга	10кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-10

Відділювачі	
Номинальна напруга	35кВ
Кількість	2
Тип	ОД-35/600

Короткозамикачі	
Номинальна напруга	35кВ
Кількість	2
Тип	КЗ-35

ПС 35/6кВ «Островная».

Підстанція введена в експлуатацію в 1965 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блоки ліній трансформатор з відділювачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній електропередавання» та живиться від ПЛ-35кВ «Карантинная-Бетонверфь-1» та ПЛ-35кВ «Карантинная-Бетонверфь-2»

РУ-6 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Островная"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТДН-10000/35	ТДН-10000/35
Рік виготовлення / установки	1965	1964
Потужність, МВА	10	10
Номинальна напруга, кВ	35/6,6	35/6,6
Номинальний струм, А	165/876	165/876
Схема та група з'єднань обмоток	Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ ±4×2,5	±4×2,5

Вимикачі 6кВ		
Тип	ВР1-10-20/630	ВР1-10-20/1000
	вакуумний	вакуумний

Рік встановлення	2011, 2013	2011
Номинальна напруга, кВ	10	10
Номинальний струм, А	630	1000
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 6кВ:	6	2
оливні		0
вакуумні		8

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	18ТСП	8ТСП
Тип	ТМ-20/6	ТМ-30/6
Потужність, МВА	0,02	0,03

Трансформатори напруги	
Номинальна напруга	6кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-6

Відділювачі	
Номинальна напруга	35кВ
Кількість	2
Тип	ОД-35/600

Короткозамикачі	
Номинальна напруга	35кВ
Кількість	2
Тип	КЗ-35

ПС 35/6кВ «Дзержинская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1964 році.

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-2 «Два блоки лінія трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ «Промышленная-1» та ПЛ-35кВ «Промышленная-2».

РУ-6 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Держинская"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТДНС-16000/35	ТДНС-16000/35
Рік виготовлення / установки		1968	1970
Потужність, МВА		16	16
Номінальна напруга, кВ		35/6,6	35/6,6
Номінальний струм, А		255/1462	255/1462
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±4×2,5	±4×2,5

Вимикачі 35кВ	
Тип	ВР35НСМ-20/1600
	вакуумний
Рік встановлення	2015
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	1600
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 35кВ:	2
оливні	0
вакуумні	2
елегазові	0

Вимикачі 6кВ				
Тип	МГГ-10-1500	ВМГ-133/1000	ВМГ-133/600	ВВ/VL-12-25/1000
	оливний	оливний	оливний	вакуумний
Рік встановлення	1962	1962	1962	2019
Номінальна напруга, кВ	10	10	10	10
Номінальний струм, А	1500	1000	600	1000
Струм відключення, кА	20	20	20	25
Всього по напрузі 6кВ:	2	1	15	2

оливні вакуумні	18 2
--------------------	---------

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	14ТСП	1ТСП
Тип	ТМ-30/6	ТМ-30/6
Потужність, МВА	0,03	0,03

Трансформатори напруги	
Номінальна напруга	6кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-6

ПС 35/6кВ «Бетонверфь».

Підстанція введена в експлуатацію в 1968 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блоки лінія трансформатор з відділювачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній електропередавання» та живиться від ПЛ-35кВ «Карантинная-1» та ПЛ-35кВ «Карантинная-2»

РУ-6 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Бетонверфь"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТМ-6300/35	ТМ-6300/35
Рік виготовлення / установки	1967	1966
Потужність, МВА	6,3	6,3
Номінальна напруга, кВ	35/6,6	35/6,6
Номінальний струм, А	104/578	104/578
Схема та група з'єднань обмоток	Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ ±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 6кВ

Тип	ВР1-10-20/630	ВВ/TEL-10-20/630
	вакуумний	вакуумний
Рік встановлення	2005-2011	2007
Номинальна напруга, кВ	10	10
Номинальний струм, А	630	630
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 6кВ:	13	2
	оливні	0
	вакуумні	15

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	2ТСП	21ТСП
Тип	ТМ-20/6	ТМ-20/6
Потужність, МВА	0,02	0,02

Трансформатори напруги	
Номинальна напруга	6кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-6

Відділювачі	
Номинальна напруга	35кВ
Кількість	2
Тип	ОД-35/600

Короткозамикачі	
Номинальна напруга	35кВ
Кількість	2
Тип	КЗ-35

ПС 35/6кВ «Заводская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1962 році.

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-2 «Два блоки лінія трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ «Заводская-1» та ПЛ-35кВ «Заводская-2».

РУ-6 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Заводская"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТДНС-16000/35	ТДНС-16000/35
Рік виготовлення / установки		1987	1987
Потужність, МВА		16	16
Номінальна напруга, кВ		35/6,6	35/6,6
Номінальний струм, А		255/1462	255/1462
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±8×1,5	±8×1,5

Вимикачі 35кВ	
Тип	ВТ-35/600
	оливний
Рік встановлення	1962
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	600
Струм відключення, кА	12,5
Всього по напрузі 35кВ:	2
оливні	2
вакуумні	0
елегазові	0

Вимикачі 6кВ				
Тип	ВР1-10-20/630	ВР2-10-10-20/1600	ВВ/TEL-10-20/1000	ВВ/TEL-10-20/630
	вакуумний	вакуумний	вакуумний	вакуумний
Рік встановлення	2014	2014	2009	2008-2011
Номінальна напруга, кВ	10	10	10	10
Номінальний струм, А	630	1600	1000	630
Струм відключення, кА	20	20	20	20
Всього по напрузі 6кВ:	14	3	2	2

оливні вакуумні	0 21
--------------------	---------

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСП-1	ТСП-2
Тип	ТМ-25/6	ТМ-25/6
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги	
Номінальна напруга	6кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-6

ПС 35/6кВ «Кошевая».

Підстанція введена в експлуатацію в 1975 році.

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-2 «Два блоки лінія трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ «Промышленная-1» та ПЛ-35кВ «Промышленная-2».

РУ-6 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Кошевая"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМ-6300/35	ТМ-6300/35
Рік виготовлення / установки		1970	1984
Потужність, МВА		6,3	6,3
Номінальна напруга, кВ		35/6,6	35/6,6
Номінальний струм, А		104/578	104/513
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 35кВ

Тип	ВР35НС-20/1600
	вакуумний
Рік встановлення	2008
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	1600
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 35кВ:	2
оливні	0
вакуумні	2
елегазові	0

Вимикачі 6кВ			
Тип	ВР1-10-20/630	ВВ/TEL-10-20/1000	ВБ4-П-10-20/630
	Вакуумний	вакуумний	вакуумний
Рік встановлення	2009-2016	2008	2011
Номінальна напруга, кВ	10	10	10
Номінальний струм, А	630	1000	630
Струм відключення, кА	20	20	20
Всього по напрузі 6кВ:	11	3	2
оливні	0		
вакуумні	16		

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-2
Тип	ТМ-63/6	ТМ-63/6
Потужність, МВА	0,063	0,063

Трансформатори напруги	
Номінальна напруга	6кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-6

ПС 35/6кВ «Очистные сооружения».

Підстанція введена в експлуатацію в 1966 році.

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин» та живиться від ПЛ-35кВ «ХНПЗ-1», ПЛ-35кВ «ХНПЗ-2» та ПЛ-

35кВ "Белозерка".

РУ-6 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Очистные сооружения"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТДНС-10000/35	ТДНС-10000/35
Рік виготовлення / установки		1988	1988
Потужність, МВА		10	10
Номінальна напруга, кВ		36,75/6,3	36,75/6,3
Номінальний струм, А		157,1/916,43	157,1/916,43
Схема та група з'єднань обмоток		Ун/Δ-11	Ун/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±8×1,5	±8×1,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВР35НСМ-20/1600	ВМ-35/600
	вакуумний	оливний
Рік встановлення	2018	1962
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	1600	600
Струм відключення, кА	20	10
Всього по напрузі 35кВ:	4	2
оливні		2
вакуумні		4
елегазові		0

Вимикачі 6кВ					
Тип	ВВ/VL-12-25/1250	ВВ/VL-12-25/1000	ВМГ-133/1000	ВМГ-133/600	ВМП-10/630
	вакуумний	вакуумний	оливний	оливний	оливний
Рік встановлення	2018	2018	1976	1976	1978

Номинальна напруга, кВ	10	10	10	10	10
Номинальний струм, А	1250	1000	1000	600	630
Струм відключення, кА	25	25	20	20	20
Всього по напрузі 6кВ:	2	2	2	4	2
оливні вакуумні			8 4		

Трансформатори власних потреб				
Оперативне найменування	4ТСП	17ТСП	ТСП-35-1	ТСП-35-2
Тип	ТМ-25/6	ТМ-25/6	ТМ-100/35	ТМ-100/35
Потужність, МВА	0,025	0,025	0,01	0,01

Трансформатори напруги		
Номинальна напруга	35кВ	6кВ
Кількість	2	2
Тип	ЗНОМ-35	НАМИ-6

ПС 35/6кВ «Консервная».

Підстанція введена в експлуатацію в 1964 році.

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-2 «Два блоки ліній трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ «ТЭЦ-Комсомольская-1» та ПЛ-35кВ «ТЭЦ».

РУ-6 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Консервная"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТМН-7500/35	ТДН-10000/35

Рік виготовлення / установки		1963	1956
Потужність, МВА		7,5	10
Номінальна напруга, кВ		35/6,6	35/6,3
Номінальний струм, А		123,5/656,8	165,1/916
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±4×2,5	±4×2,5

Вимикачі 35кВ	
Тип	ВМ-35/600
	оливний
Рік встановлення	1968
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	600
Струм відключення, кА	10
Всього по напрузі 35кВ:	2
	оливні
	вакуумні
	елегазові
	2
	0
	0

Вимикачі 6кВ							
Тип	ВР1-10-20/630	ВР2-10-20/1600	ВВ/TEL-10-20/630	ВВ/TEL-10-20/1000	ВМГ-133/600	ВМГ-10/630	ВПМ-10/630
	вакуумний	вакуумний	вакуумний	вакуумний	оливний	оливний	оливний
Рік встановлення	2009	2009	2005	2005	1970	1976	1976
Номінальна напруга, кВ	10	10	10	10	10	10	10
Номінальний струм, А	630	1600	630	1000	600	630	630
Струм відключення, кА	20	20	20	20	20	20	20
Всього по	10	3	1	1	6	3	1

напрузі 6кВ:							
оливні вакуумні				10			
				15			

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	19ТСП	3ТСП
Тип	ТМ-25/6	ТМ-30/6
Потужність, МВА	0,025	0,03

Трансформатори напруги	
Номінальна напруга	6кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-6

ПС 35/6кВ «Строительная».

Підстанція введена в експлуатацію в 1967 році.

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-2 «Два блоки лінія трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ «ТЭЦ-Комсомольская-1» та ПЛ-35кВ «ТЭЦ».

РУ-6 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Строительная"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМН-7500/35	ТДН-6300/35
Рік виготовлення / установки		1962	1976
Потужність, МВА		7,5	6,3
Номінальна напруга, кВ		35/6,3	35/6,3
Номінальний струм, А		123,8/688	104/578
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±4×2,5	±6×1,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВМ-35/600	С-35-М-630-10-У1
	оливний	оливний
Рік встановлення	1969	1979
Номинальна напруга, кВ	35	35
Номинальний струм, А	600	630
Струм відключення, кА	10	10
Всього по напрузі 35кВ:	1	1
	оливні	2
	вакуумні	0
	елегазові	0

Вимикачі 6кВ					
Тип	ВК-10/630	ВМПП-10/630	ВМГ-133/1000	ВМГ-133/600	ВМП-10/630
	оливний	оливний	оливний	оливний	оливний
Рік встановлення	1990	1969	1962	1962	1969
Номинальна напруга, кВ	10	10	10	10	10
Номинальний струм, А	630	630	1000	600	630
Струм відключення, кА	20	20	20	20	20
Всього по напрузі 6кВ:	1	4	2	9	1
	оливні				17
	вакуумні				0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	14ТСП	5ТСП
Тип	ТМ-25/6	ТМ-25/6
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги	
Номинальна напруга	6кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-6

ПС 35/10кВ «Белозерская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1977 році.

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин» та живиться від ПЛ-35кВ «НС-2», ПЛ-35кВ «Г.Велетень» та ПЛ-35кВ «Камышанская».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Белозерская"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМН-4000/35	ТДНС-10000/35
Рік виготовлення / установки		1987	2017
Потужність, МВА		4	10
Номінальна напруга, кВ		35/11	35/10,5
Номінальний струм, А		66/210,2	165/550,5
Схема та група з'єднань обмоток		Ун/Δ-11	Ун/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±8×1,5	±8×1,5

Вимикачі 35кВ			
Тип	ВР35НСМ-20/1600	ВТ-35/630	С-35-М-630-10-У1
	вакуумний	оливний	оливний
Рік встановлення	2017	1977	1977
Номінальна напруга, кВ	35	35	35
Номінальний струм, А	1600	600	630
Струм відключення, кА	20	12,5	10
Всього по напрузі 35кВ:	1	3	1
	оливні	4	
	вакуумні	1	
	елегазові	0	

Вимикачі 10кВ		
Тип	ВВ/VL-12-25/1000	ВМГ-10/630

	вакуумний	оливний
Рік встановлення	2017	1977
Номинальна напруга, кВ	10	10
Номинальний струм, А	1000	630
Струм відключення, кА	25	20
Всього по напрузі 10кВ:	4	5
	оливні вакуумні	5 4

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-2
Тип	ТМ-40/10	ТМ-40/10
Потужність, МВА	0,04	0,04

Трансформатори напруги		
Номинальна напруга	35кВ	10кВ
Кількість	1	2
Тип	ЗНОМ-35	НТАМИ-10

ПС 35/10кВ «Молодежная».

Підстанція введена в експлуатацію в 1973 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Одна секціонована вимикачем система шин» та живиться від ПЛ-35кВ «Ж.Порт» та ПЛ-35кВ «Н.Российская».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Молодежная"

Силві трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТМН-6300/35	ТМН-4000/35
Рік виготовлення / установки	1985	1980
Потужність, МВА	6,3	4
Номинальна напруга, кВ	35/11	35/11

Номінальний струм, А		104/331	66/210
Схема та група з'єднань обмоток		Y _H /Δ-11	Y _H /Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±8×1,5	±6×1,5

Вимикачі 35кВ			
Тип		ВР35НСМ-20/1600	ВТ-35/630
		вакуумний	оливний
Рік встановлення		2013	1973
Номінальна напруга, кВ		35	35
Номінальний струм, А		1600	600
Струм відключення, кА		20	12,5
Всього по напрузі 35кВ:		1	3
	оливні		3
	вакуумні		1
	елегазові		0

Вимикачі 10кВ				
Тип		ВВ/TEL-10/1000	ВМПП-10/630	ВМГ-10 /630
		вакуумний	оливний	оливний
Рік встановлення		2013	1973	1973
Номінальна напруга, кВ		10	10	10
Номінальний струм, А		1000	630	630
Струм відключення, кА		25	20	20
Всього по напрузі 10кВ:		1	3	6
	оливні		9	
	вакуумні		1	

Трансформатори власних потреб			
Оперативне найменування		ТСР-1	ТСР-2
Тип		ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА		0,025	0,025

Трансформатори напруги		
Номінальна напруга	35кВ	10кВ
Кількість	2	2
Тип	ЗНОМ-35	НАМИ-10, НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Скадовская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1965 році.

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин» та живиться від ПЛ-35кВ «Красное», ПЛ-35кВ «Приморская» та ПЛ-35кВ «Морская».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Скадовская"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТДНС-10000/35	ТДНС-10000/35
Рік виготовлення / установки	1992	1980
Потужність, МВА	10	10
Номінальна напруга, кВ	36,75/10,5	36,75/10,5
Номінальний струм, А	157,2/550	157,2/550
Схема та група з'єднань обмоток	Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	±8×1,5	±8×1,5
	35кВ	

Вимикачі 35кВ			
Тип	ВР35НСМ-20/1600	ВТ-35/600	С-35-М-630-10-У1
	вакуумний	оливний	оливний
Рік встановлення	2013	1965	1991
Номінальна напруга, кВ	35	35	35
Номінальний струм, А	1600	600	630
Струм відключення, кА	20	12,5	10
Всього по напрузі 35кВ:	1	2	3
оливні		5	
вакуумні		1	
елегазові		0	

Вимикачі 10кВ

Тип	ВР1-10-20/630	ВМГ-133/600	ВПМ-10/630
	вакуумний	оливний	оливний
Рік встановлення	2015	1965	1991
Номинальна напруга, кВ	10	10	10
Номинальний струм, А	630	600	630
Струм відключення, кА	20	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	3	9	4
	оливні вакуумні	13 3	

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	4ТСП	17ТСП
Тип	ТМ-30/10	ТМ-40/10
Потужність, МВА	0,03	0,04

Трансформатори напруги	
Номинальна напруга	10кВ
Кількість	2
Тип	НАМИ-10

ПС 35/6/10кВ «Каховка».

Підстанція введена в експлуатацію в 1956 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Одна секціонована вимикачем система шин» та живиться від ПЛ-35кВ «Промбаза-1» та ПЛ-35кВ «Промбаза-2».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

РУ-6 кВ виконано за нетиповою схемою "Одна одинарна секціонована роз'єднувачами система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Каховка"

Силові трансформатори				
Оперативне найменування	1Т	2Т	3Т	4Т
Тип	ТДНС-10000/35	ТД-15000/35	ТМН-6300/35	ТМН-6300/35

Рік виготовлення / установки		1978	1952	1980	1973
Потужність, МВА		10	15	6,3	6,3
Номінальна напруга, кВ		35/6,3	35/6,3	35/10,5	35/10,5
Номінальний струм, А		166/916,5	224,5/1375	109/330,4	109/330,4
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11	Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±8×1,5	±2×2,5	±8×1,5	±8×1,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВМ-35/600	ВТ-35/630
	оливний	оливний
Рік встановлення	1968	1968-1985
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	600	600
Струм відключення, кА	10	12,5
Всього по напрузі 35кВ:	1	6
	оливні	7
	вакуумні	0
	елегазові	0

Вимикачі 6-10кВ							
Тип	ВВ/ TEL- 10/630	ВММ- 10/400	ВК- 10/630	ВМГ- 133/600	ВМП- 10/630	ВМПП- 10/630	ВМГ-10 /630
	вакуумний	оливний	оливний	оливний	оливний	оливний	оливний
Рік встановлення	2010	1952	1990	1965	1991	1985	1982
Номінальна напруга, кВ	10	10	10	10	10	10	10
Номінальний струм, А	630	400	630	600	630	630	630

Струм відключення, кА	25	10	20	20	20	20	20
Всього по напрузі 6-10кВ:	2	1	3	11	6	13	1
оливні вакуумні				35			
				2			

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСП-1	ТСП-2
Тип	ТМ-63/10	ТМ-180/6
Потужність, МВА	0,063	0,18

Трансформатори напруги			
Номінальна напруга	35кВ	6кВ	10кВ
Кількість	1	2	2
Тип	ЗНОМ-35	НТМИ-6	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Счастливцево».

Підстанція введена в експлуатацію в 1976 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Одна секціонована вимикачем система шин» та ввімкнена відпайкою в транзит 35 кВ «Стрелковое -Генгорка».

РУ-10 кВ виконано за нетиповою схемою "Одна одинарна система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Счастливцево"

Силові трансформатори	
Оперативне найменування	1Т
Тип	ТДНС-10000/35
Рік виготовлення / установки	1978
Потужність, МВА	10
Номінальна напруга, кВ	36,7/11
Номінальний струм, А	157,5/525
Схема та група з'єднань обмоток	Ун/Δ-11

Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±8×1,5
--------------------------------	------	--------

Вимикачі 35кВ		
Тип	С-35-М-630-10-У1	ВТ-35/600
	оливний	оливний
Рік встановлення	1976	1976
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	630	600
Струм відключення, кА	10	12,5
Всього по напрузі 35кВ:	1	1
	оливні	2
	вакуумні	0
	елегазові	0

Вимикачі 10кВ	
Тип	ВМГ-10 /630
	оливний
Рік встановлення	1976
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	630
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	5
	оливні
	вакуумні
	5
	0

Трансформатори власних потреб	
Оперативне найменування	ТСР-10-1Т
Тип	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025

Трансформатори напруги	
Номінальна напруга	10кВ
Кількість	1
Тип	НАМИ-10

ПС 35/10кВ «Н.Серогозы».

Підстанція введена в експлуатацію в 1964 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Одна секціонована вимикачем система шин» та живиться від ПЛ-35кВ «КХП» та ПЛ-35кВ «Ивановская».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Н.Серогозы"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТМН-4000/35	ТМ-2500/35
Рік виготовлення / установки	1984	1970
Потужність, МВА	4	2,5
Номінальна напруга, кВ	35/11	35/10,5
Номінальний струм, А	66/210,2	41,3/137,6
Схема та група з'єднань обмоток	Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	±4×1,5	±2×2,5
	35кВ	

Вимикачі 35кВ	
Тип	ВТ-35/600
	оливний
Рік встановлення	1964
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	600
Струм відключення, кА	12,5
Всього по напрузі 35кВ:	1
оливні	1
вакуумні	0
елегазові	0

Вимикачі 10кВ		
Тип	ВМГ-133/600	ВМГ-10 /630
	оливний	оливний

Рік встановлення	1964	1964
Номинальна напруга, кВ	10	10
Номинальний струм, А	600	630
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	4	6
оливні вакуумні		10 0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСН-1	ТСН-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги		
Номинальна напруга	35кВ	10кВ
Кількість	2	2
Тип	ЗНОМ-35	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Костогризово».

Підстанція введена в експлуатацію в 1976 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Одна секціонована вимикачем система шин» та ввімкнена відпайкою в транзит 35 кВ «Б.Копани — М.Копани». До 1СШ-35кВ під'єднана генеруюча лінія 35кВ фотоелектричної станції СЕС «Костогризово».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Костогризово"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТМ-1600/35	ТМ-1600/35
Рік виготовлення / установки	1976	1969
Потужність, МВА	1,6	1,6
Номинальна напруга, кВ	35/10,5	35/10,5

Номінальний струм, А		26,4/88	26,4/88
Схема та група з'єднань обмоток		Y _H /Δ-11	Y _H /Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 35кВ			
Тип		ЗАФ 0141/1600	ВМ-35/600
		вакуумний	оливний
Рік встановлення		2018	1976
Номінальна напруга, кВ		35	35
Номінальний струм, А		1600	600
Струм відключення, кА		25	10
Всього по напрузі 35кВ:		2	2
	оливні	2	
	вакуумні	2	
	елегазові	0	

Вимикачі 10кВ			
Тип		ВМГ-10 /630	
		оливний	
Рік встановлення		1976	
Номінальна напруга, кВ		10	
Номінальний струм, А		630	
Струм відключення, кА		20	
Всього по напрузі 10кВ:		7	
	оливні	7	
	вакуумні	0	

Трансформатори власних потреб			
Оперативне найменування		ТСП-1	ТСП-2
Тип		ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА		0,025	0,025

Трансформатори напруги			
Номінальна напруга		35кВ	10кВ
Кількість		1	2
Тип		ВТО 38Р	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Чаплынская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1969 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Одна секціонована вимикачем система шин» та ввімкнена відпайкою в транзит 35 кВ «Виноградово — Нова».

РУ-10 кВ виконано за нетиповою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Чаплынская"

Силові трансформатори				
Оперативне найменування		1Т	2Т	3Т
Тип		ТМ-5600/35	ТМ-4000/35	ТМН-6300/35
Рік виготовлення / установки		1961	1970	1980
Потужність, МВА		5,6	4	6,3
Номінальна напруга, кВ		35/10,5	35/10,5	25/10,5
Номінальний струм, А		92/308	66/220	104/331
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2×2,5	±2×2,5	±8×1,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВТ-35/600	С-35-М-630-10-У1
	оливний	оливний
Рік встановлення	1969	1969
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	600	630
Струм відключення, кА	12,5	10
Всього по напрузі 35кВ:	3	1
	оливні	4
	вакуумні	0
	елегазові	0

Вимикачі 10кВ			
Тип	ВМГ-10 /630	ВМГ-133/600	ВВ/TEL-10-20/630
	оливний	оливний	вакуумний

Рік встановлення			
Номинальна напруга, кВ	10	10	10
Номинальний струм, А	630	600	630
Струм відключення, кА	20	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	6	5	5
оливні вакуумні		11 5	

Трансформатори власних потреб			
Оперативне найменування	ТСП-1	ТСП-2	ТСП-3
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025	0,025

Трансформатори напруги		
Номинальна напруга	35кВ	10кВ
Кількість	1	2
Тип	ЗНОМ-35	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Каланчакская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1960 році.

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин» та живиться від ПЛ-35кВ «Привольє», ПЛ-35кВ «Виноградово» та ПЛ-35кВ «Мирная».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Каланчакская"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТМН-6300/35	ТМН-6300/35
Рік виготовлення / установки	1998	1978
Потужність, МВА	6,3	6,3
Номинальна напруга, кВ	35/10,5	35/10,5

Номінальний струм, А		104/331	104/331
Схема та група з'єднань обмоток		Y _H /Δ-11	Y _H /Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±8×1,5	±8×1,5

Вимикачі 35кВ			
Тип	С-35-М-630-10-У1	ВМ-35/600	ВР35НСМ-20/1600
	оливний	оливний	вакуумний
Рік встановлення			
Номінальна напруга, кВ	35	35	35
Номінальний струм, А	630	600	1600
Струм відключення, кА	10	10	20
Всього по напрузі 35кВ:	3	1	1
	оливні	4	
	вакуумні	1	
	елегазові	0	

Вимикачі 10кВ		
Тип	ВМГ-10 /630	ВПМ-10/630
	оливний	оливний
Рік встановлення		
Номінальна напруга, кВ	10	10
Номінальний струм, А	630	630
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	6	5
	оливні	11
	вакуумні	0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги		
Номінальна напруга	35кВ	10кВ
Кількість	2	2
Тип	ЗНОМ-35	НАМИ-10

ПС 35/10кВ «Ж.Порт».

Підстанція введена в експлуатацію в 1984 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Одна секціонована вимикачем система шин» та ввімкнена відпайкою в транзит 35 кВ «Сов.Азербайджан — Молодежная - Бехтеры».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Ж.Порт"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТДНС-10000/35	ТДНС-10000/35
Рік виготовлення / установки		1995	1991
Потужність, МВА		10	10
Номінальна напруга, кВ		35/10,5	35/10,5
Номінальний струм, А		164/550	164/550
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±8×1,5	±8×1,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВР35НСМ-20/1600	ВТ-35/600
	вакуумний	оливний
Рік встановлення	2013	1984
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	1600	600
Струм відключення, кА	20	12,5
Всього по напрузі 35кВ:	1	4
	оливні	4
	вакуумні	1
	елегазові	0

Вимикачі 10кВ			
Тип	ВМГ-10 /630	ВІМ-10/630	ВВ/TEL-10-20/1000

	оливний	оливний	вакуумний
Рік встановлення	1984	1984	2013-2015
Номинальна напруга, кВ	10	10	10
Номинальний струм, А	630	630	1000
Струм відключення, кА	20	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	7	3	5
оливні вакуумні		10 5	

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-2
Тип	ТМ-40/10	ТМ-40/10
Потужність, МВА	0,04	0,04

Трансформатори напруги		
Номинальна напруга	35кВ	10кВ
Кількість	2	2
Тип	ЗНОМ-35	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Ивановская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1966 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Одна несекціонована система шин» та ввімкнена відпайкою в транзит 35 кВ «Трофимовка — Дружбовка».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Ивановская"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТМ-2500/35	ТМ-4000/35
Рік виготовлення / установки	1971	1987
Потужність, МВА	2,5	4
Номинальна напруга, кВ	35/11	35/11
Номинальний струм, А	41,2/137,5	66/220

Схема та група з'єднань обмоток		Y _n /Δ-11	Y _n /Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	С-35-М-630-10-У1	ВТ-35/600
	оливний	оливний
Рік встановлення	1983	1983
Номинальна напруга, кВ	35	35
Номинальний струм, А	630	600
Струм відключення, кА	10	12,5
Всього по напрузі 35кВ:	4	1
	оливні	5
	вакуумні	0
	елегазові	0

Вимикачі 10кВ		
Тип	АК-10 /400	ВВВ-10/400
	оливний	вакуумний
Рік встановлення	1983-1985	1986-1989
Номинальна напруга, кВ	10	10
Номинальний струм, А	400	400
Струм відключення, кА	23,1	4
Всього по напрузі 10кВ:	2	6
	оливні	2
	вакуумні	6

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСН-10-1	ТСН-10-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги	
Номинальна напруга	10кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Заря».

Підстанція введена в експлуатацію в 1958 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Одна несекціонована система шин» та ввімкнена відпайкою в транзит 35 кВ «НС-101 — Бериславская».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Заря"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТАМ-5600/35	ТМН-5600/35
Рік виготовлення / установки	1962	1964
Потужність, МВА	5,6	5,6
Номінальна напруга, кВ	35/11	35/11
Номінальний струм, А	92,4/308	92,4/308
Схема та група з'єднань обмоток	Ун/Δ-11	Ун/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ ±1×5	±4×2,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВМ-35/600	ВТ-35/600
	оливний	оливний
Рік встановлення	1980	1983
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	600	600
Струм відключення, кА	10	12,5
Всього по напрузі 35кВ:	2	2
оливні	4	
вакуумні	0	
елегазові	0	

Вимикачі 10кВ	
Тип	ВВ/TEL-10-20/630
	вакуумний
Рік встановлення	2000-2001
Номінальна напруга, кВ	10

Номинальний струм, А	630
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	11
оливні	0
вакуумні	11

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСП-10-1	ТСП-10-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги	
Номинальна напруга	10кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «В.Лепетиха».

Підстанція введена в експлуатацію в 1972 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Одна несекціонована система шин» та ввімкнена відпайкою в транзит 35 кВ «Рубановка — Горностаевка».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "В.Лепетиха"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТМН-6300/35	ТМН-6300/35
Рік виготовлення / установки	1986	1986
Потужність, МВА	6,3	6,3
Номинальна напруга, кВ	35/10,5	35/11
Номинальний струм, А	104/346,8	104/331
Схема та група з'єднань обмоток	Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ ±8×1,5	±8×1,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	С-35-М-630-10-У1	ВТ-35/600
	оливний	оливний
Рік встановлення	1972	1982
Номинальна напруга, кВ	35	35
Номинальний струм, А	630	600
Струм відключення, кА	10	12,5
Всього по напрузі 35кВ:	5	1
	оливні	6
	вакуумні	0
	елегазові	0

Вимикачі 10кВ	
Тип	ВМГ-10/630
	оливний
Рік встановлення	1972-1984
Номинальна напруга, кВ	10
Номинальний струм, А	630
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	11
	оливні
	вакуумні
	11
	0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСП-1	ТСП-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги		
Номинальна напруга	35кВ	10кВ
Кількість	1	2
Тип	ЗНОМ-35	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Голопристанская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1964 році.

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин» та живиться від ПЛ-35кВ «Б.Остров», ПЛ-35кВ «Рыбопитомник», ПЛ-35кВ «Кардашинка-1», ПЛ-35кВ «Кардашинка-2» та ПЛ-35кВ «Н.Збурьевка».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Голопристанская"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТДНС-16000/35	ТДНС-10000/35
Рік виготовлення / установки	2008	2013
Потужність, МВА	16	10
Номінальна напруга, кВ	35/10,5	35/10,5
Номінальний струм, А	264,2/880	164/550
Схема та група з'єднань обмоток	Үн/Δ-11	Үн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ ±8×1,5	±8×1,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВР35НСМ-35-20/1600	ВТ-35/600
	Вакуумний	оливний
Рік встановлення	2008	1964
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	1600	600
Струм відключення, кА	20	12,5
Всього по напрузі 35кВ:	2	2
	оливні	2
	вакуумні	2
	елегазові	0

Вимикачі 10кВ			
Тип	ВМГ-133/600	ВМП-10/630	ВВ/TEL-10-20/630
	оливний	оливний	вакуумний
Рік встановлення	1964	1964	2007-2008
Номінальна напруга, кВ	10	10	10
Номінальний струм, А	600	630	630
Струм відключення, кА	20	20	20

Всього по напрузі 10кВ:	5	5	8
оливні вакуумні		10 8	

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-2
Тип	ТМ-63/10	ТМ-63/10
Потужність, МВА	0,063	0,063

Трансформатори напруги	
Номінальна напруга	10кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Генгорка».

Підстанція введена в експлуатацію в 1966 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Одна секціонована вимикачем система шин» та ввімкнена відпайкою в транзит 35 кВ «Геничеськ — Счастливец».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Генгорка"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТМН-4000/35	ТМН-4000/35
Рік виготовлення / установки	1988	1985
Потужність, МВА	4	4
Номінальна напруга, кВ	35/10,5	35/10,5
Номінальний струм, А	66,1/220,2	66,1/220,2
Схема та група з'єднань обмоток	Y _n /Δ-11	Y _n /Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ ±4×2,5	±8×1,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	С-35-М-630-10-У1	ВТ-35/600
	оливний	оливний
Рік встановлення	1976	1966
Номинальна напруга, кВ	35	35
Номинальний струм, А	630	600
Струм відключення, кА	10	12,5
Всього по напрузі 35кВ:	1	2
	оливні	3
	вакуумні	0
	елегазові	0

Вимикачі 10кВ			
Тип	ВМГ-133/600	ВПМ-10/630	ВВ/TEL-10-20/1000
	оливний	оливний	вакуумний
Рік встановлення			
Номинальна напруга, кВ	10	10	10
Номинальний струм, А	600	630	1000
Струм відключення, кА	20	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	4	4	1
	оливні	8	
	вакуумні	1	

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСП-1	ТСП-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги	
Номинальна напруга	10кВ
Кількість	1
Тип	НТАМИ-10

ПС 35/10кВ «Лесная».

Підстанція введена в експлуатацію в 1973 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з автоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ «Ингулецкая» та ПЛ-35кВ «Антоновка».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Лесная"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМН-6300/35	ТМН-4000/35
Рік виготовлення / установки		2013	1985
Потужність, МВА		6,3	4
Номінальна напруга, кВ		35/10,5	35/10,5
Номінальний струм, А		104/364,1	66/220,2
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±4×2,5	±6×1,5

Вимикачі 35кВ	
Тип	ВТ-35/630
	оливний
Рік встановлення	1985
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	630
Струм відключення, кА	12,5
Всього по напрузі 35кВ:	3
оливні	3
вакуумні	0
елегазові	0

Вимикачі 10кВ			
Тип	ВПМ-10/630	ВМГ-133/600	ВМГ-10 /630

	оливний	оливний	оливний
Рік встановлення	1976	1964	1981
Номинальна напруга, кВ	10	10	10
Номинальний струм, А	630	600	630
Струм відключення, кА	20	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	1	9	1
оливні вакуумні		11 0	

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги		
Номинальна напруга	10кВ	35кВ
Кількість	2	1
Тип	НАМИ-10	ЗНОМ-35

ПС 35/10кВ «В.Рогачик».

Підстанція введена в експлуатацію в 1983 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та автоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Первомаевка та ПЛ-35кВ-Гюновка.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "В.Рогачик"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТМН-4000/35	ТМН-4000/35
Рік виготовлення / установки	1981	1981
Потужність, МВА	4	4

Номінальна напруга, кВ		35/11	35/11
Номінальний струм, А		66/210	66/210
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±6×1,5	±6×1,5

Вимикачі 35кВ			
Тип		BT-35/630	C-35/630
		оливний	оливний
Рік встановлення		1983	1983
Номінальна напруга, кВ		35	35
Номінальний струм, А		630	630
Струм відключення, кА		12,5	10
Всього по напрузі 35кВ:		3	1
		оливні	4
		вакуумні	0

Вимикачі 10кВ			
Тип		ВМГ-10/630	ВМГ-133/600
		оливний	оливний
Рік встановлення		1983	1983
Номінальна напруга, кВ		10	10
Номінальний струм, А		630	600
Струм відключення, кА		20	20
Всього по напрузі 10кВ:		14	1
		оливні	15
		вакуумні	0

Трансформатори власних потреб			
Оперативне найменування		ТСР-1	ТСР-2
Тип		ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА		0,025	0,025

Трансформатори напруги			
Номінальна напруга		10кВ	35кВ
Кількість		2	1

Тип	НАМИ-10	ЗНОМ-35
-----	---------	---------

ПС 35/10кВ «Горностаевка».

Підстанція введена в експлуатацію в 1986 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та автоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Степная, ПЛ-35кВ-Константиновка та ПЛ-35кВ-Рубановка.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Горностаевка"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМН-4000/35	ТМН-2500/35
Рік виготовлення / установки		1991	1985
Потужність, МВА		4	2,5
Номінальна напруга, кВ		35/11	35/11
Номінальний струм, А		66/210	41,2/131
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±4×1,25	±8×1,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВТ-35/630	С-35/630
	оливний	оливний
Рік встановлення	1985	1985
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	630	630
Струм відключення, кА	12,5	10
Всього по напрузі 35кВ:	4	2
оливні вакуумні		6 0

Вимикачі 10кВ	
Тип	ВПМ-10/630

	оливний
Рік встановлення	1985
Номинальна напруга, кВ	10
Номинальний струм, А	630
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	10
оливні вакуумні	10 0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСН-1	ТСН-2
Тип	ТМ-40/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,04	0,025

Трансформатори напруги	
Номинальна напруга	10кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Ретранслятор».

Підстанція введена в експлуатацію в 1986 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Один блок лінія-трансформатор з вимикачем та автоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-ГОС та ПЛ-35кВ-ГНС-КОС.

РУ-10 кВ виконано за нетиповою схемою "Одна одинарна система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Ретранслятор"

Силові трансформатори	
Оперативне найменування	1Т
Тип	ТМ-6300/35
Рік виготовлення / установки	1985
Потужність, МВА	6,3
Номинальна напруга, кВ	35/10
Номинальний струм, А	104/364,2
Схема та група з'єднань обмоток	Yн/Δ-11

Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2×2,5
--------------------------------	------	--------

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВТ-35/630	С-35/630
	оливний	оливний
Рік встановлення	1986	1986
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	630	630
Струм відключення, кА	12,5	10
Всього по напрузі 35кВ:	1	1
	оливні вакуумні	2 0

Вимикачі 10кВ	
Тип	ВІМ-10/630
	оливний
Рік встановлення	1986
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	630
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	5
	оливні вакуумні
	5 0

Трансформатори власних потреб	
Оперативне найменування	ТСН-1
Тип	ТМ-40/10
Потужність, МВА	0,04

Трансформатори напруги	
Номінальна напруга	10кВ
Кількість	1
Тип	НТАМИ-10

ПС 35/10кВ «Коробки».

Підстанція введена в експлуатацію в 1968 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з вимикачем та неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-НС-5 Р-1 та ПЛ-35кВ-Каховская-330.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Коробки"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМН-2500/35	ТМ-1000/35
Рік виготовлення / установки		1984	1955
Потужність, МВА		2,5	1
Номінальна напруга, кВ		35/10	35/10
Номінальний струм, А		41,2/131	16,5/57,8
Схема та група з'єднань обмоток		Y _n /Δ-11	Y _n /Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±4×2,5	±1×5

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВТ-35/630	С-35/630
	оливний	оливний
Рік встановлення	2013	1983
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	630	630
Струм відключення, кА	12,5	10
Всього по напрузі 35кВ:	2	1
оливні		3
вакуумні		0

Вимикачі 10кВ			
Тип	ВПМ-10/630	ВМГ-133/600	ВМГ-10/630
	оливний	оливний	оливний
Рік встановлення	1968	1968	1968

Номинальна напруга, кВ	10	10	10
Номинальний струм, А	630	600	630
Струм відключення, кА	20	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	2	4	1
оливні вакуумні		7 0	

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСН-1	ТСН-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги	
Номинальна напруга	10кВ
Кількість	2
Тип	НАМИ-10, НТАМИ-10

ПС 35/10кВ «Большевик».

Підстанція введена в експлуатацію в 1995 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Один блок лінія-трансформатор з вимикачем» та живиться від ПЛ-35кВ-Ж.Порт-Молодежная.

РУ-10 кВ виконано за нетиповою схемою "Одна одинарна система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Большевик"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	
Тип	ТМН-4000/35	
Рік виготовлення / установки	1989	
Потужність, МВА	4	
Номинальна напруга, кВ	35/10,5	
Номинальний струм, А	66/210	
Схема та група з'єднань обмоток	Yн/Δ-11	
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±4×2,5

Вимикачі 35кВ	
Тип	ВТ-35/630
	оливний
Рік встановлення	1997
Номинальна напруга, кВ	35
Номинальний струм, А	630
Струм відключення, кА	12,5
Всього по напрузі 35кВ:	1
оливні вакуумні	1

Вимикачі 10кВ	
Тип	ВМП-10/630
	оливний
Рік встановлення	1997
Номинальна напруга, кВ	10
Номинальний струм, А	630
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	5
оливні вакуумні	5 0

Трансформатори власних потреб	
Оперативне найменування	ТСН-1
Тип	ТМ-40/10
Потужність, МВА	0,04

Трансформатори напруги	
Номинальна напруга	10кВ
Кількість	1
Тип	НАМИ-10

ПС 35/6кВ «Комсомольская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1957 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Одна секціонована вимикачем система шин» та живиться від ПЛ-35кВ «ТЭЦ-1», ПЛ-35кВ «ТЭЦ-2», КЛ-35кВ

“КП-11-Заводская-1” та КЛ-35кВ “КП-10-заводская-2”.

РУ-6 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Комсомольская"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТДНС-16000/35	ТДНС-16000/35
Рік виготовлення / установки		2012	2011
Потужність, МВА		16	16
Номінальна напруга, кВ		36,75/6,3	36,75/6,3
Номінальний струм, А		251,7/1468	251,7/1468
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±8×1,5	±8×1,5
Вимикачі 35кВ			
Тип		ВБЗЕ-35-20/1000	ВГБЭ-35-12,5/1000
		вакуумний	елегазовий
Рік встановлення		2003-2004	2008
Номінальна напруга, кВ		35	35
Номінальний струм, А		1000	1000
Струм відключення, кА		20	12,5
Всього по напрузі 35кВ:		3	2
оливні		0	
вакуумні		3	
елегазові		2	

Вимикачі 6кВ			
Тип	ВВ/TEL-10-12,5/630	ВР1-10-20/630	ВВ/TEL-10-20/1600
	вакуумний	вакуумний	вакуумний
Рік встановлення	2001	2012	2001
Номінальна напруга, кВ	10	10	10
Номінальний струм, А	630	630	1600
Струм відключення, кА	12,5	20	20

Всього по напрузі 6кВ:	20	2	3
оливні вакуумні		0 25	

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-6-1	ТСР-6-2
Тип	ТМ-200/6	ТМ-250/6
Потужність, МВА	0,2	0,25

Трансформатори напруги		
Номінальна напруга	35кВ	6кВ
Кількість	2	2
Тип	ЗНОМ-35	НТМИ-6

ПС 35/6кВ «Текстильная».

Підстанція введена в експлуатацію в 1964 році.

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-2 «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ «ТЭЦ-Комсомольская-1» та ПЛ-35кВ «ТЭЦ-Комсомольская-2».

РУ-6 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Текстильная"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТДНС-16000/35	ТДНС-16000/35
Рік виготовлення / установки		1957	2014
Потужність, МВА		16	16
Номінальна напруга, кВ		35/6,3	36,75/6,3
Номінальний струм, А		264,2/1468	251,7/1468
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±8×1,5	±8×1,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВМ-35/600	ВТ-35/600

	оливний	оливний
Рік встановлення	1964	1964
Номинальна напруга, кВ	35	35
Номинальний струм, А	600	600
Струм відключення, кА	10	12,5
Всього по напрузі 35кВ:	1	1
оливні		2
вакуумні		0
елегазові		0

Вимикачі 6кВ		
Тип	ВВ/TEL-10-20/630	ВВ/TEL-10-20/1000
	вакуумний	вакуумний
Рік встановлення	2004	2004
Номинальна напруга, кВ	10	10
Номинальний струм, А	630	1000
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 6кВ:	15	3
оливні		0
вакуумні		18

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	20ТСП	4ТСП
Тип	ТМ-25/6	ТМ-25/6
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги	
Номинальна напруга	6кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-6

ПС 35/10кВ «МИС».

Підстанція введена в експлуатацію в 1981 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ ХНПЗ-МИС-1 та ПЛ-35кВ ХНПЗ-МИС-2.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована

вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "МИС"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМН-4000/35	ТМН-4000/35
Рік виготовлення / установки		1989	1992
Потужність, МВА		4	4
Номінальна напруга, кВ		35/10,5	35/10,5
Номінальний струм, А		66/220	66/220
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±4×2,5	±4×2,5

Вимикачі 35кВ	
Тип	С-35/630
	оливний
Рік встановлення	1979
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	630
Струм відключення, кА	10
Всього по напрузі 35кВ:	4
оливні	4
вакуумні	0

Вимикачі 10кВ				
Тип	ВМГ-10 / 1000	ВМГ-10 / 630	ВВ/TEL-10-20/1000	ВВ/TEL-10-20/630
	оливний	оливний	вакуумний	вакуумний
Рік встановлення	1976	1976	2009	2009
Номінальна напруга, кВ	10	10	10	10
Номінальний струм, А	1000	630	1000	630
Струм відключення, кА	20	20	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	3	9	1	1
оливні	12			
вакуумні	2			

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-63/10
Потужність, МВА	0,025	0,063

Трансформатори напруги	
Номінальна напруга	10кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «ТОК».

Підстанція введена в експлуатацію в 1982 році.

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-2 «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ ХНПЗ-Очистные сооружения-1 та ПЛ-35кВ ХНПЗ-Очистные сооружения-2.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "ТОК"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМН-4000/35	ТМН-4000/35
Рік виготовлення / установки		1985	1985
Потужність, МВА		4	4
Номінальна напруга, кВ		35/10,5	35/10,5
Номінальний струм, А		66/220	66/220
Схема та група з'єднань обмоток		Ун/Δ-11	Ун/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±8×1,5	±8×1,5

Вимикачі 35кВ	
Тип	С-35/630
	оливний

Рік встановлення	1982
Номинальна напруга, кВ	35
Номинальний струм, А	630
Струм відключення, кА	10
Всього по напрузі 35кВ:	2
оливні	2
вакуумні	0

Вимикачі 10кВ		
Тип	ВК-10/600	ВК-10/1000
	оливний	оливний
Рік встановлення	1985	1985
Номинальна напруга, кВ	10	10
Номинальний струм, А	600	1000
Струм відключення, кА	20	31,5
Всього по напрузі 10кВ:	6	2
оливні	8	
вакуумні	0	

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСП-1	ТСП-2
Тип	ТМ-100/35	ТМ-100/35
Потужність, МВА	0,1	0,1

Трансформатори напруги	
Номинальна напруга	10кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Солнечная».

Підстанція введена в експлуатацію в 1982 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Один блок лінія-трансформатор з вимикачем» та живиться від ПЛ-35кВ Восточная.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Солнечная"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	
Тип	ТМН-2500/35	
Рік виготовлення / установки	1985	
Потужність, МВА	2,5	
Номінальна напруга, кВ	35/10,5	
Номінальний струм, А	41,2/131	
Схема та група з'єднань обмоток	Yн/Δ-11	
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±8×1,5

Вимикачі 35кВ	
Тип	С-35/630
	оливний
Рік встановлення	1981
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	630
Струм відключення, кА	10
Всього по напрузі 35кВ:	1
оливні	1
вакуумні	0

Вимикачі 10кВ	
Тип	ВМГ-10/630
	оливний
Рік встановлення	1982
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	630
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	4
оливні	4
вакуумні	0

Трансформатори власних потреб

Оперативне найменування	ТСП-1
Тип	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025

Трансформатори напруги	
Номінальна напруга	10кВ
Кількість	1
Тип	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Ингулецкая».

Підстанція введена в експлуатацію в 1975 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Один блок лінія-трансформатор з вимикачем» та живиться від ПЛ-35кВ-Кирово, ПЛ-35кВ-Никольская та ПЛ-35кВ-Дарьевка.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Ингулецкая"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	
Тип	ТМН-4000/35	
Рік виготовлення / установки	1983	
Потужність, МВА	4	
Номінальна напруга, кВ	35/11	
Номінальний струм, А	41,3/137,5	
Схема та група з'єднань обмоток	Yн/Δ-11	
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±8×1,5

Вимикачі 35кВ	
Тип	С-35/630
	оливний
Рік встановлення	1975
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	630

Струм відключення, кА	10
Всього по напрузі 35кВ:	1
оливні	1
вакуумні	0

Вимикачі 10кВ	
Тип	ВМГ-10/630
	оливний
Рік встановлення	1975
Номинальна напруга, кВ	10
Номинальний струм, А	630
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	6
оливні	6
вакуумні	0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСП-1	ТСП-2
Тип	ТМ-40/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,04	0,025

Трансформатори напруги		
Номинальна напруга	10кВ	35кВ
Кількість	2	1
Тип	НАМИТ-10, НТМИ-10	ЗНОМ-35

ПС 35/10кВ «Чернобаевская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1967 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та автоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-ХНПЗ та ПЛ-35кВ-Торговая.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Чернобаевская"

Силові трансформатори

Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМН-4000/35	ТМ-4000/35
Рік виготовлення / установки		1987	1974
Потужність, МВА		4	4
Номинальна напруга, кВ		35/10,5	35/11
Номинальний струм, А		66/209,9	66/209,9
Схема та група з'єднань обмоток		Ун/Δ-11	Ун/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±8×1,5	±2×2,5

Вимикачі 35кВ			
Тип	С-35/630	ВТ-35/630	ВМ-35/600
	оливний	оливний	оливний
Рік встановлення	1968	1968	1968
Номинальна напруга, кВ	35	35	35
Номинальний струм, А	630	600	600
Струм відключення, кА	10	12,5	10
Всього по напрузі 35кВ:	1	1	1
	оливні вакуумні	3 0	

Вимикачі 10кВ			
Тип	ВПМ-10/630	ВМГ-133/630	ВРС-10-20/630
	оливний	оливний	вакуумний
Рік встановлення	1968	1968	2019
Номинальна напруга, кВ	10	10	10
Номинальний струм, А	630	630	630
Струм відключення, кА	20	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	1	8	1
	оливні вакуумні	9 1	

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-2
Тип	ТМ-40/10	ТМ-25/10

Потужність, МВА	0,04	0,025
-----------------	------	-------

Трансформатори напруги	
Номінальна напруга	10кВ
Кількість	2
Тип	НАМИ-10, НАМИТ-10

ПС 35/10кВ «Токаревская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1973 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Тягинская та ПЛ-35кВ-Орловская.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Токаревская"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМ-2500/35	ТМ-4000/35
Рік виготовлення / установки		1973	1979
Потужність, МВА		2,5	4
Номінальна напруга, кВ		35/10,5	35/10,5
Номінальний струм, А		41,3/137,5	66/209,9
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 35кВ			
Тип	С-35/630	ВМ-35/600	ВР35НСМ-20/1600
	оливний	оливний	вакуумний
Рік встановлення	2010	1970	2019
Номінальна напруга, кВ	35	35	35
Номінальний струм, А	630	600	1600
Струм відключення, кА	10	10	20

Всього по напрузі 35кВ:	1	1	1
оливні		2	
вакуумні		1	

Вимикачі 10кВ	
Тип	ВМГ-133/600
	оливний
Рік встановлення	1970
Номинальна напруга, кВ	10
Номинальний струм, А	600
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	6
оливні	6
вакуумні	0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги		
Номинальна напруга	10кВ	35кВ
Кількість	2	1
Тип	НТМИ-10	ЗНОМ-35

ПС 35/10кВ «Казацкая».

Підстанція введена в експлуатацію в 1979 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та автоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-НК ГПП та ПЛ-35кВ-НС-101.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Казацкая"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т

Тип		ТМН-2500/35	ТМ-2500/35
Рік виготовлення / установки		1985	1983
Потужність, МВА		2,5	2,5
Номінальна напруга, кВ		35/10	35/10
Номінальний струм, А		41,3/137,5	41,3/137,5
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±8×1,5	±2×2,5

Вимикачі 35кВ			
Тип		С-35/630	ВТ-35/630
		оливний	оливний
Рік встановлення		1979	1979
Номінальна напруга, кВ		35	35
Номінальний струм, А		630	600
Струм відключення, кА		10	12,5
Всього по напрузі 35кВ:		1	2
	оливні		3
	вакуумні		0

Вимикачі 10кВ				
Тип		ВПМ-10/630	ВМГ-10/630	ВВ/TEL-10-20/1000
		оливний	оливний	вакуумний
Рік встановлення		1979	1979	2012
Номінальна напруга, кВ		10	10	10
Номінальний струм, А		630	630	1000
Струм відключення, кА		20	20	20
Всього по напрузі 10кВ:		1	6	2
	оливні		7	
	вакуумні		2	

Трансформатори власних потреб			
Оперативне найменування		ТСР-10-1	ТСР-10-2
Тип		ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА		0,025	0,025

Трансформатори напруги	
Номінальна напруга	10кВ
Кількість	2
Тип	НАМИ-10, НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Таврійская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1983 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та автоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Каховка та ПЛ-35кВ-Порт.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Таврійская"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМН-4000/35	ТМ-1600/35
Рік виготовлення / установки		1975	1971
Потужність, МВА		4	1,6
Номінальна напруга, кВ		35/10,5	35/10,5
Номінальний струм, А		66/209,9	26,4/88
Схема та група з'єднань обмоток		Үн/Δ-11	Үн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 35кВ	
Тип	С-35/630
	оливний
Рік встановлення	1983
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	630
Струм відключення, кА	10
Всього по напрузі 35кВ:	3
оливні	3

вакуумні	0
----------	---

Вимикачі 10кВ	
Тип	ВМПП-10/1000
	оливний
Рік встановлення	1983
Номинальна напруга, кВ	10
Номинальний струм, А	1000
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	6
оливні	6
вакуумні	0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-40/10
Потужність, МВА	0,025	0,04

Трансформатори напруги	
Номинальна напруга	10кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Порт».

Підстанція введена в експлуатацію в 1986 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та автоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Таврійська та ПЛ-35кВ-Промбаза.

РУ-10 кВ виконано за нетиповою схемою "Дві одинарні секціоновані вимикачами системи шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Порт"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТМН-6300/35	ТМН-6300/35

Рік виготовлення / установки		1986	1985
Потужність, МВА		6,3	6,3
Номінальна напруга, кВ		35/11	35/11
Номінальний струм, А		104/331	104/331
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±6×1,5	±6×1,5

Вимикачі 35кВ	
Тип	С-35/630
	оливний
Рік встановлення	1986
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	630
Струм відключення, кА	10
Всього по напрузі 35кВ:	5
оливні	5
вакуумні	0

Вимикачі 10кВ			
Тип	ВМГ-10/630	ВК-10/630	ВВ/TEL-10-20/1000
	оливний	оливний	вакуумний
Рік встановлення	1977	1986	2018
Номінальна напруга, кВ	10	10	10
Номінальний струм, А	630	630	1000
Струм відключення, кА	20	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	7	9	1
оливні		16	
вакуумні		1	

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-2
Тип	ТМ-63/10	ТМ-63/10
Потужність, МВА	0,063	0,063

Трансформатори напруги		
Номинальна напруга	10кВ	35кВ
Кількість	4	2
Тип	НТМИ-10, НАМИ-10	ЗНОМ-35

ПС 35/10кВ «Щорса».

Підстанція введена в експлуатацію в 1972 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Три блока лінія-трансформатор з вимикачами та автоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Рыбопитомник, ПЛ-35кВ-Щорса-1 та ПЛ-35кВ-Щорса-2.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

РУ-6 кВ виконано за нетиповою схемою "Одна одинарна система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Щорса"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування	1Т	2Т	3Т
Тип	ТДНС-16000/35	ТД-16000/35	ТМ-4000/35
Рік виготовлення / установки	1969	1989	1972
Потужність, МВА	16	16	4
Номинальна напруга, кВ	36,75/10,5	38,5/10,5	35/6,3
Номинальний струм, А	252/860	239,9/879,8	66/366
Схема та група з'єднань обмоток	Yн/Δ-11	Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ ±8×1,5	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 35кВ	
Тип	МКП-35/1000 У1
	оливний
Рік встановлення	1972-1985
Номинальна напруга, кВ	35
Номинальний струм, А	1000
Струм відключення, кА	25
Всього по напрузі 35кВ:	7

оливні вакуумні	7 0
--------------------	--------

Вимикачі 10кВ				
Тип	ВПМ-10/630	ВВ/TEL-10-20/1000	ВР1-10-20/630	ВР2-10-20/1600
	оливний	вакуумний	вакуумний	вакуумний
Рік встановлення	1985	2007	2013	2019
Номинальна напруга, кВ	10	10	10	10
Номинальний струм, А	630	1000	630	1600
Струм відключення, кА	20	20	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	25	4	3	3
оливні вакуумні	25 10			

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСП-35-1	ТСП-35-2
Тип	ТМ-100/35	ТМ-100/35
Потужність, МВА	0,1	0,1

Трансформатори напруги			
Номинальна напруга	6кВ	10кВ	35кВ
Кількість	1	2	2
Тип	НТАМИ-6	НТАМИ-10, НТМИ-10	ЗНОМ-35

ПС 35/10кВ «Архангельская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1968 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Один блок лінія-трансформатор з вимикачем та неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Высокополье та ПЛ-35кВ-Н.Дмитровка.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Архангельская"

Силові трансформатори

Оперативне найменування		1Т
Тип		ТМ-1600/35
Рік виготовлення / установки		1968
Потужність, МВА		1,6
Номинальна напруга, кВ		35/10,5
Номинальний струм, А		26,4/88
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2×2,5

Вимикачі 35кВ	
Тип	ВТ-35/630
	оливний
Рік встановлення	1967, 1993
Номинальна напруга, кВ	35
Номинальний струм, А	600
Струм відключення, кА	12,5
Всього по напрузі 35кВ:	3
оливні	3
вакуумні	0

Вимикачі 10кВ		
Тип	ВМГ-10/630	ВМГ-133/1000
	оливний	оливний
Рік встановлення	1971	1962
Номинальна напруга, кВ	10	10
Номинальний струм, А	630	1000
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	3	5
оливні		8
вакуумні		0

Трансформатори власних потреб	
Оперативне найменування	ТВП-1
Тип	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025

Трансформатори напруги		
Номінальна напруга	10кВ	35кВ
Кількість	1	1
Тип	НАМИ-10	ЗНОМ-35

ПС 35/10кВ «Н.Кубань».

Підстанція введена в експлуатацію в 1985 році.

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-2 «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Вишневая та ПЛ-35кВ-Борозенская.

РУ-10 кВ виконано за нетиповою схемою "Одна одинарна система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Н.Кубань"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТМ-1800/35	ТМ-1800/35
Рік виготовлення / установки	1957	1964
Потужність, МВА	1,8	1,8
Номінальна напруга, кВ	35/10,5	35/10,5
Номінальний струм, А	29,7/99	29,7/99
Схема та група з'єднань обмоток	Y _н /Δ-11	Y _н /Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2×2,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВМ-35/600	ВТ-35/630
	оливний	оливний
Рік встановлення	1957	1985
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	600	600
Струм відключення, кА	10	12,5
Всього по напрузі 35кВ:	2	1
оливні	3	

вакуумні	0
----------	---

Вимикачі 10кВ	
Тип	КДВ-21-1
	вакуумний
Рік встановлення	1957
Номинальна напруга, кВ	10
Номинальний струм, А	630
Струм відключення, кА	12,5
Всього по напрузі 10кВ:	6
оливні	0
вакуумні	6

Трансформатори власних потреб	
Оперативне найменування	ТВП-1
Тип	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025

Трансформатори напруги	
Номинальна напруга	10кВ
Кількість	1
Тип	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Н.Воронцовская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1967 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та автоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Осокоровка, ПЛ-35кВ-Марьянское-С/Г, ПЛ-35кВ-Крещеновка та ПЛ-35кВ-Марьянское-154.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Н.Воронцовская"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТМН-4000/35	ТМН-4000/35

Рік виготовлення / установки		1987	1989
Потужність, МВА		4	4
Номінальна напруга, кВ		35/10,5	35/10,5
Номінальний струм, А		66/220	66/220
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±4×2,5	±4×2,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВТ-35/630	С-35/630
	оливний	оливний
Рік встановлення	1979	1979
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	600	630
Струм відключення, кА	12,5	10
Всього по напрузі 35кВ:	2	2
оливні		4
вакуумні		0

Вимикачі 10кВ			
Тип	ВМП-10/630	ВМГ-133/600	ВМГ-10 /630
	оливний	оливний	оливний
Рік встановлення	1979	1979	1979
Номінальна напруга, кВ	10	10	10
Номінальний струм, А	630	600	630
Струм відключення, кА	20	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	1	1	8
оливні		10	
вакуумні		0	

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТВП-1	ТВП-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги

Номінальна напруга	10кВ	35кВ
Кількість	2	1
Тип	НТМИ-10	ЗНОМП-35

ПС 35/10кВ «Золотобалковская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1967 році.

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-2 «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Янтарная та ПЛ-35кВ-Осокоровка.

РУ-10 кВ виконано за нетиповою схемою "Одна одинарна система шин".

РУ-6 кВ виконано за нетиповою схемою "Одна одинарна система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Золотобалковская"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	3Т
Тип		ТМ-2500/35	ТМН-4000/35
Рік виготовлення / установки		1982	1984
Потужність, МВА		2,5	4
Номінальна напруга, кВ		35/10	35/6,3
Номінальний струм, А		41,3/137,5	66/367
Схема та група з'єднань обмоток		Ун/Δ-11	Ун/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2×2,5	±4×2,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВТ-35/630	ВМ-35/600
	оливний	оливний
Рік встановлення	1967	1967
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	600	600
Струм відключення, кА	12,5	10
Всього по напрузі 35кВ:	1	1
	оливні	2
	вакуумні	0

Вимикачі 10кВ		
Тип	ВПМ-10/630	ВМГ-10 /630
	оливний	оливний
Рік встановлення	1967	1967
Номинальна напруга, кВ	10	10
Номинальний струм, А	630	630
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	4	4
	оливні вакуумні	8 0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТВП-3	ТВП-1
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги	
Номинальна напруга	10кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Чкалово».

Підстанція введена в експлуатацію в 1971 році.

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-2 «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Федоровка, ПЛ-35кВ-Асканія-Нова та ПЛ-35кВ-Подовое.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Чкалово"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТМ-2500/35	ТМ-4000/35
Рік виготовлення / установки	1969	1976
Потужність, МВА	2,5	4

Номінальна напруга, кВ		35/10,5	35/10,5
Номінальний струм, А		41,3/137,5	66/220
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 35кВ			
Тип		BT-35/630	
		оливний	
Рік встановлення		1971	
Номінальна напруга, кВ		35	
Номінальний струм, А		600	
Струм відключення, кА		12,5	
Всього по напрузі 35кВ:		4	
оливні		4	
вакуумні		0	

Вимикачі 10кВ			
Тип		ВМГ-10 /630	
		оливний	
Рік встановлення		1971	
Номінальна напруга, кВ		10	
Номінальний струм, А		630	
Струм відключення, кА		20	
Всього по напрузі 10кВ:		8	
оливні		8	
вакуумні		0	

Трансформатори власних потреб			
Оперативне найменування		ТСП-1	ТСП-2
Тип		ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА		0,025	0,025

Трансформатори напруги	
Номінальна напруга	10кВ
Кількість	2

Тип	НТАМИ-10
-----	----------

ПС 35/10кВ «Сивашская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1976 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Р-5, ПЛ-35кВ-Н.Алексеевка та ПЛ-35кВ-Отрадовка.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Сивашская"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМ-4000/35	ТМ-2500/35
Рік виготовлення / установки		1974	1978
Потужність, МВА		4	2,5
Номінальна напруга, кВ		35/10,5	35/10,5
Номінальний струм, А		66/220	41,3/137,5
Схема та група з'єднань обмоток		Ун/Δ-11	Ун/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 35кВ	
Тип	ВТ-35/630
	оливний
Рік встановлення	1976
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	600
Струм відключення, кА	12,5
Всього по напрузі 35кВ:	4
оливні	4
вакуумні	0

Вимикачі 10кВ		
Тип	ВМГ-10 /630	ВПМ-10/630

	оливний	оливний
Рік встановлення	1976	1976
Номинальна напруга, кВ	10	10
Номинальний струм, А	630	630
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	5	4
оливні вакуумні		9 0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСП-1	ТСП-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги	
Номинальна напруга	10кВ
Кількість	2
Тип	НТАМИ-10

ПС 35/10кВ «Попелак»

Підстанція введена в експлуатацію в 1971 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Один блок лінія-трансформатор з вимикачем та неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Благодатная та ПЛ-35кВ-Р-5-1.

РУ-10 кВ виконано за нетиповою схемою "Одна одинарна система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Попелак"

Силові трансформатори	
Оперативне найменування	1Т
Тип	ТМ-2500/35
Рік виготовлення / установки	1970
Потужність, МВА	2,5
Номинальна напруга, кВ	35/10,5
Номинальний струм, А	41,3/137,5
Схема та група з'єднань обмоток	Yн/Δ-11

Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	$\pm 2 \times 2,5$
--------------------------------	------	--------------------

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВТ-35/630	
	оливний	
Рік встановлення	1971	
Номінальна напруга, кВ	35	
Номінальний струм, А	600	
Струм відключення, кА	12,5	
	1	
	оливні	1
	вакуумні	0

Вимикачі 10кВ		
Тип	ВМГ-10/630	
	оливний	
Рік встановлення	1971	
Номінальна напруга, кВ	10	
Номінальний струм, А	630	
Струм відключення, кА	20	
Всього по напрузі 10кВ:	4	
	оливні	4
	вакуумні	0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСП-1	
Тип	ТМ-25/10	
Потужність, МВА	0,025	

Трансформатори напруги		
Номінальна напруга	10кВ	
Кількість	1	
Тип	НАМИ-10	

ПС 35/10кВ «Вербовская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1967 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор та автоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Дружбовка та ПЛ-35кВ-КХП.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Вербовская"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМ-1600/35	ТМ-2500/35
Рік виготовлення / установки		1967	1980
Потужність, МВА		1,6	2,5
Номінальна напруга, кВ		35/10,5	35/10,5
Номінальний струм, А		26,4/88	41,2/137,5
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 35кВ	
Тип	ВТ-35/630
	оливний
Рік встановлення	1967
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	600
Струм відключення, кА	12,5
Всього по напрузі 35кВ:	1
оливні	1
вакуумні	0

Вимикачі 10кВ	
Тип	ВМГ-10 /630
	оливний
Рік встановлення	1967
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	630

Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	10
оливні	10
вакуумні	0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСН-1	ТСН-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги		
Номінальна напруга	10кВ	35кВ
Кількість	2	1
Тип	НТМИ-10	ЗНОМ-35

ПС 35/10кВ «К.Владимировка».

Підстанція введена в експлуатацію в 1984 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з автоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛІ-35кВ-Дудчино.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "К.Владимировка"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМН-4000/35	ТМН-4000/35
Рік виготовлення / установки		1983	1983
Потужність, МВА		4	4
Номінальна напруга, кВ		35/10	35/10
Номінальний струм, А		66/210	66/210
Схема та група з'єднань обмоток		Ун/Δ-11	Ун/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±8х1,5	±8х1,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВТ-35/630	С-35/630

	оливний	оливний
Рік встановлення	1983	1983
Номинальна напруга, кВ	35	35
Номинальний струм, А	630	630
Струм відключення, кА	12,5	10
Всього по напрузі 35кВ:	2	1
оливні		3
вакуумні		0
елегазові		0

Вимикачі 10кВ	
Тип	ВМП-10/630
	оливний
Рік встановлення	1983
Номинальна напруга, кВ	10
Номинальний струм, А	630
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	11
оливні	11
вакуумні	0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСП-1	ТСП-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги	
Номинальна напруга	10кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Н.Григорьевка».

Підстанція введена в експлуатацію в 1968 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Викторовка, ПЛ-35кВ-тяг.Сокологорное, ПЛ-35кВ-Атманай та ПЛ-35кВ-Озеряне.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована

вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Н.Григорьевка"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМ-2500/35	ТМН-1000/35
Рік виготовлення / установки		1974	1973
Потужність, МВА		2,5	1
Номінальна напруга, кВ		35/10,5	35/10,5
Номінальний струм, А		41,3/137,5	16,5/55
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2x2,5	±6x1,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВТ-35/630	С-35/630
	оливний	оливний
Рік встановлення	1968	1968
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	630	630
Струм відключення, кА	12,5	10
Всього по напрузі 35кВ:	4	1
оливні		5
вакуумні		0
елегазові		0

Вимикачі 10кВ		
Тип	ВМГ-10 /630	ВМГ-133/600
	оливний	оливний
Рік встановлення	1968	1968
Номінальна напруга, кВ	10	10
Номінальний струм, А	630	600
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	5	5
оливні		10
вакуумні		0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-10-1Т	ТСР-10-2Т
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги		
Номінальна напруга	10кВ	35кВ
Кількість	2	1
Тип	НАМИ-10	ЗНОМ-35

ПС 35/10кВ «Н.Маячка».

Підстанція введена в експлуатацію в 1967 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з автоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Чернянка та ПЛ-35кВ-Ст.Маячка.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Н.Маячка"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМ-4000/35	ТМ-4000/35
Рік виготовлення / установки		1979	1979
Потужність, МВА		4	4
Номінальна напруга, кВ		35/10,5	35/10,5
Номінальний струм, А		66/220	66/220
Схема та група з'єднань обмоток		Үн/Δ-11	Үн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 35кВ	
Тип	ВТ-35/630
	оливний
Рік встановлення	1967

Номинальна напруга, кВ	35
Номинальний струм, А	630
Струм відключення, кА	12,5
Всього по напрузі 35кВ:	1
оливні	1
вакуумні	0

Вимикачі 10кВ	
Тип	ВМГ-10 /630
	оливний
Рік встановлення	1967
Номинальна напруга, кВ	10
Номинальний струм, А	630
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	12
оливні	12
вакуумні	0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСП-1	ТСП-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги		
Номинальна напруга	10кВ	35кВ
Кількість	2	1
Тип	НТМИ-10	ЗНОМ-35

ПС 35/10кВ «К.Лагеря».

Підстанція введена в експлуатацію в 1983 році.

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-2 «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Цюрупинская-1 та ПЛ-35кВ-Цюрупинская-2 .

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "К.Лагеря"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМ-2500/35	ТМН-2500/35
Рік виготовлення / установки		1967	1986
Потужність, МВА		2,5	2,5
Номінальна напруга, кВ		35/10,5	35/11
Номінальний струм, А		41,3/137,5	41,3/137,5
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2×2,5	±6×1,5

Вимикачі 35кВ	
Тип	С-35/630
	оливний
Рік встановлення	1980
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	630
Струм відключення, кА	10
Всього по напрузі 35кВ:	2
оливні	2
вакуумні	0

Вимикачі 10кВ	
Тип	ВІМ-10/630
	оливний
Рік встановлення	1988
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	630
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	11
оливні	11
вакуумні	0

Трансформатори власних потреб

Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги		
Номінальна напруга	10кВ	35кВ
Кількість	2	1
Тип	НТМИ-10	ЗНОМ-35

ПС 35/10кВ «Новониколаевка».

Підстанція введена в експлуатацію в 1970 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та автоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Красная, ПЛ-35кВ-Михайловка та ПЛ-35кВ-Виноградовская.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Новониколаевка"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМ-2500/35	ТМН-4000/35
Рік виготовлення / установки		1980	1982
Потужність, МВА		2,5	4
Номінальна напруга, кВ		35/10,5	35/11
Номінальний струм, А		41,3/137,5	66/210
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2×2,5	±6×1,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВТ-35/630	С-35/630
	оливний	оливний
Рік встановлення	1977	1977
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	630	630

Струм відключення, кА	12,5	10
Всього по напрузі 35кВ:	2	2
оливні вакуумні		4 0

Вимикачі 10кВ			
Тип	ВМГ-10 /630	ВПМ-10/630	ВМГ-133/600
	оливний	оливний	оливний
Рік встановлення	1985	1988	1964
Номинальна напруга, кВ	10	10	10
Номинальний струм, А	630	630	600
Струм відключення, кА	20	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	4	1	3
оливні вакуумні		8 0	

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСП-1	ТСП-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги	
Номинальна напруга	10кВ
Кількість	2
Тип	НАМИ-10, НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Красная».

Підстанція введена в експлуатацію в 1973 році.

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-2 «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Н.Николаевка, ПЛ-35кВ-Новоросийская та ПЛ-35кВ-Скадовская.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Красная"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМН-4000/35	ТМ-4000/35
Рік виготовлення / установки		1993	1980
Потужність, МВА		4	4
Номінальна напруга, кВ		35/11	35/10,5
Номінальний струм, А		66/210	66/220
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±4×2,5	±2×2,5

Вимикачі 35кВ			
Тип		ВТ-35/630	С-35/630
		оливний	оливний
Рік встановлення		1980	1982
Номінальна напруга, кВ		35	35
Номінальний струм, А		630	630
Струм відключення, кА		12,5	10
Всього по напрузі 35кВ:		3	1
оливні вакуумні			4 0

Вимикачі 10кВ			
Тип		ВМГ-10 /630	
		оливний	
Рік встановлення		1979	
Номінальна напруга, кВ		10	
Номінальний струм, А		630	
Струм відключення, кА		20	
Всього по напрузі 10кВ:		9	
оливні вакуумні		9 0	

Трансформатори власних потреб			
Оперативне найменування		ТСР-1	ТСР-2

Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги	
Номінальна напруга	10кВ
Кількість	2
Тип	НАМИ-10, НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Новоросийская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1978 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та автоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Красное, КЛ-35кВ-ВСС та ПЛ-35кВ-Молодежная.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Новоросийская"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМ-2500/35	ТМ-2500/35
Рік виготовлення / установки		1978	1978
Потужність, МВА		2,5	2,5
Номінальна напруга, кВ		35/10,5	35/10,5
Номінальний струм, А		41,3/137,5	41,3/137,5
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 35кВ			
Тип	BT-35/630	C-35/630	VD4 36-06-16
	оливний	оливний	вакуумний
Рік встановлення	1991	1994	2019
Номінальна напруга, кВ	35	35	35
Номінальний струм, А	630	630	1600

Струм відключення, кА	12,5	10	25
Всього по напрузі 35кВ:	1	2	1
оливні вакуумні		3 1	

Вимикачі 10кВ		
Тип	ВМГ-10 /630	ВМП-10/630
	оливний	оливний
Рік встановлення	1985	1991
Номинальна напруга, кВ	10	10
Номинальний струм, А	630	630
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	5	3
оливні вакуумні		8 0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСП-1	ТСП-2
Тип	ТМ-63/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,063	0,025

Трансформатори напруги		
Номинальна напруга	10кВ	35кВ
Кількість	2	3
Тип	НТМИ-10	ЗНОМ-35, ТПС 7.35кВ

ПС 35/10кВ «Птаховка».

Підстанція введена в експлуатацію в 1985 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Один блок лінія-трансформатор з вимикачем» та живиться від ПЛ-35кВ-Чаплинка.

РУ-10 кВ виконано за нетиповою схемою "Одна одинарна система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Птаховка"

Силові трансформатори	
Оперативне найменування	1Т

Тип	ТМ-2500/35	
Рік виготовлення / установки	1984	
Потужність, МВА	2,5	
Номинальна напруга, кВ	35/10,5	
Номинальний струм, А	41,3/137,5	
Схема та група з'єднань обмоток	Yн/Δ-11	
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2×2,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВТ-35/630	
	оливний	
Рік встановлення	1984	
Номинальна напруга, кВ	35	
Номинальний струм, А	630	
Струм відключення, кА	12,5	
Всього по напрузі 35кВ:	1	
	оливні вакуумні	1

Вимикачі 10кВ		
Тип	ВПМ-10/630	
	оливний	
Рік встановлення	1983	
Номинальна напруга, кВ	10	
Номинальний струм, А	630	
Струм відключення, кА	20	
Всього по напрузі 10кВ:	6	
	оливні вакуумні	6 0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСП-1	
Тип	ТМ-25/10	
Потужність, МВА	0,025	

Трансформатори напруги	
Номинальна напруга	10кВ
Кількість	1
Тип	НАМИ-10

ПС 35/10кВ «Б.Остров».

Підстанція введена в експлуатацію в 1987 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Один блок лінія-трансформатор з вимикачем» та живиться від ПЛ-35кВ-Гопри.

РУ-10 кВ виконано за нетиповою схемою "Одна одинарна система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Б.Остров"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування		1Т
Тип		ТМН-4000/35
Рік виготовлення / установки		1983
Потужність, МВА		4
Номинальна напруга, кВ		35/10,5
Номинальний струм, А		66/210
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±8×1,5

Вимикачі 35кВ	
Тип	ВТ-35/630
	оливний
Рік встановлення	2013
Номинальна напруга, кВ	35
Номинальний струм, А	630
Струм відключення, кА	12,5
Всього по напрузі 35кВ:	1
оливні вакуумні	1

Вимикачі 10кВ

Тип	ВПМ-10/630	ВВ/TEL-10-20/630
	оливний	вакуумний
Рік встановлення	1987	2017
Номинальна напруга, кВ	10	10
Номинальний струм, А	630	630
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	5	1
оливні вакуумні		5 1

Трансформатори власних потреб	
Оперативне найменування	ТСР-1
Тип	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025

Трансформатори напруги	
Номинальна напруга	10кВ
Кількість	1
Тип	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Северная».

Підстанція введена в експлуатацію в 1962 році.

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-2 «Два блоки лінія трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ «ХНПЗ-Строительная-1» та ПЛ-35кВ «ХНПЗ-Строительная-2».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Северная"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТДНС-10000/35	ТДНС-16000/35
Рік виготовлення / установки	1978	1982

Потужність, МВА		10	16
Номинальна напруга, кВ		35/10,5	35/10,5
Номинальний струм, А		157/916	262/880,8
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±4×2,5	±4×2,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВР35НСМ-20/1600	
	вакуумний	
Рік встановлення	2018	
Номинальна напруга, кВ	35	
Номинальний струм, А	1600	
Струм відключення, кА	20	
Всього по напрузі 35кВ:	2	
	оливні	0
	вакуумні	2
	елегазові	0

Вимикачі 10кВ		
Тип	ВР1-10-20/630	ВВ/TEL-10-20/630
	вакуумний	вакуумний
Рік встановлення	2003-2013	2003-2007
Номинальна напруга, кВ	10	10
Номинальний струм, А	630	630
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	6	15
	оливні	0
	вакуумні	21

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	4ТСП	20ТСП
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10

Потужність, МВА	0,025	0,025
-----------------	-------	-------

Трансформатори напруги	
Номінальна напруга	10кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Киселевка».

Підстанція введена в експлуатацію в 1976 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Один блок лінія-трансформатор з вимикачем» та живиться від ПЛ-35кВ-П.Покровка, ПЛ-35кВ-Музыковка та ПЛ-35кВ-ФЭС.

РУ-10 кВ виконано за нетиповою схемою "Одна одинарна система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Киселевка"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	
Тип	ТМ-2500/35	
Рік виготовлення / установки	1976	
Потужність, МВА	2,5	
Номінальна напруга, кВ	35/10,5	
Номінальний струм, А	41,3/137,5	
Схема та група з'єднань обмоток	Ун/Δ-11	
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2×2,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВТ-35/630	ЗАФ 0141/1600
	оливний	вакуумний
Рік встановлення	1976	2018
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	600	1600
Струм відключення, кА	12,5	25
Всього по напрузі 35кВ:	1	3

оливні вакуумні	1 3
--------------------	--------

Вимикачі 10кВ	
Тип	ВМГ-10/630
	оливний
Рік встановлення	1976
Номинальна напруга, кВ	10
Номинальний струм, А	630
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	5
оливні вакуумні	6 0

Трансформатори власних потреб	
Оперативне найменування	ТСР-10-1
Тип	ТМ-40/10
Потужність, МВА	0,04

Трансформатори напруги		
Номинальна напруга	10кВ	35кВ
Кількість	1	1
Тип	НАМИ-10	ВТО-3

ПС 35/10кВ «Привольє».

Підстанція введена в експлуатацію в 1963 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з автоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ «Ключевая» та ПЛ-35кВ «Каланчак».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Привольє"

Силові трансформатори

Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип			ТМН-2500
Рік виготовлення / установки			1990
Потужність, МВА			2,5
Номінальна напруга, кВ			35/10,5
Номінальний струм, А			41,2/137,5
Схема та група з'єднань обмоток			Y _n /Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ		±4x2,5

Вимикачі 35кВ	
Тип	ВТ-35/630
	оливний
Рік встановлення	1963
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	630
Струм відключення, кА	12,5
Всього по напрузі 35кВ:	2
оливні	2

Вимикачі 10кВ	
Тип	ВМГ-10 /630
	оливний
Рік встановлення	1963
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	630
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	8
оливні вакуумні	8 0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСП-1	ТСП-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги	
Номінальна напруга	10кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Высоковская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1969 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Вишневая та ПЛ-35кВ-Раковская.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Высоковская"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМН-4000/35	ТМН-6300/35
Рік виготовлення / установки		1992	2019
Потужність, МВА		4	6,3
Номінальна напруга, кВ		35/10,5	36,75/10,5
Номінальний струм, А		66/209,9	99/346,4
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±8×1,5	±4×2,5

Вимикачі 35кВ			
Тип	ВМ-35/600	ВТ-35/630	ВР35НСМ-20/1600
	оливний	оливний	вакуумний
Рік встановлення	1969	1969	2019
Номінальна напруга, кВ	35	35	35
Номінальний струм, А	600	600	1600
Струм відключення, кА	10	12,5	20
Всього по напрузі 35кВ:	2	1	1
	оливні	3	

вакуумні	1
----------	---

Вимикачі 10кВ		
Тип	ВМГ-133/600	ВВ/VL-12-25/1000
	оливний	вакуумний
Рік встановлення	1969	2019
Номинальна напруга, кВ	10	10
Номинальний струм, А	600	1000
Струм відключення, кА	20	25
Всього по напрузі 10кВ:	7	4
	оливні	7
	вакуумні	4

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-10-1	ТСР-10-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги		
Номинальна напруга	10кВ	35кВ
Кількість	2	1
Тип	НТМИ-10, НТАМИ-10	ЗНОМ-35

ПС 35/10кВ «Новорайская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1969 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та автоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Космос та ПЛ-35кВ-К.Маяк.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Новорайская"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТМ-2500/35	ТМ-2500/35

Рік виготовлення / установки		1973	1978
Потужність, МВА		2,5	2,5
Номінальна напруга, кВ		35/10	35/10
Номінальний струм, А		41,2/137,5	41,2/137,5
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	С-35/630	ВТ-35/630
	оливний	оливний
Рік встановлення	2007	1976
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	630	600
Струм відключення, кА	10	12,5
Всього по напрузі 35кВ:	1	1
оливні		2
вакуумні		0

Вимикачі 10кВ		
Тип	ВМГ-133/600	ВМГ-10/630
	оливний	оливний
Рік встановлення	1969	1969
Номінальна напруга, кВ	10	10
Номінальний струм, А	600	630
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	7	3
оливні		10
вакуумні		0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-10-1	ТСР-10-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги

Номинальна напруга	10кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «В.Александровская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1957 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та автоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Н.Дмитриевка, ПЛ-35кВ-Трифоновка, ПЛ-35кВ-Д.Брод та ПЛ-35кВ-Колос.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "В.Александровская"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМН-4000/35	ТМ-4000/35
Рік виготовлення / установки		1985	1972
Потужність, МВА		4	4
Номинальна напруга, кВ		35/10,5	35/10,5
Номинальний струм, А		66/220	66/220
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±4×2,5	±2×2,5

Вимикачі 35кВ			
Тип	ВТ-35/630	С-35/630	ВМ-35/600
	оливний	оливний	оливний
Рік встановлення	1979	1979	1979
Номинальна напруга, кВ	35	35	35
Номинальний струм, А	600	630	600
Струм відключення, кА	12,5	10	10
Всього по напрузі 35кВ:	1	5	1
	оливні	7	
	вакуумні	0	

Вимикачі 10кВ		
Тип	ВМГ-10 /630	КДВ-10/630
	оливний	вакуумний
Рік встановлення	1979	1981
Номинальна напруга, кВ	10	10
Номинальний струм, А	630	630
Струм відключення, кА	20	12,5
Всього по напрузі 10кВ:	12	1
	оливні	12
	вакуумні	1

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТВП-1	ТВП-2
Тип	ТМ-40/10	ТМ-40/10
Потужність, МВА	0,04	0,04

Трансформатори напруги	
Номинальна напруга	10кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Ключевая».

Підстанція введена в експлуатацію в 1970 році.

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-2 «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Привольє та ПЛ-35кВ-Кр.Чабан.

РУ-10 кВ виконано за нетиповою схемою "Одна одинарна система шин".

РУ-6 кВ виконано за нетиповою схемою "Одна одинарна система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Ключевая"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТМ-4000/35	ТМ-2500/35
Рік виготовлення / установки	1969	1969
Потужність, МВА	4	2,5

Номінальна напруга, кВ		35/6,3	35/10,5
Номінальний струм, А		66/367	41,2/137,5
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВМ-35/600	С-35/630
	оливний	оливний
Рік встановлення	1970	1970
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	600	630
Струм відключення, кА	10	10
Всього по напрузі 35кВ:	1	2
	оливні вакуумні	2 0

Вимикачі 10кВ		
Тип	ВМГ-10 /630	ВМГ-133/600
	оливний	оливний
Рік встановлення	1970	1970
Номінальна напруга, кВ	10	10
Номінальний струм, А	630	600
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	4	5
	оливні вакуумні	9 0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги		
Номінальна напруга	10кВ	6кВ
Кількість	1	1

Тип	НТМИ-10	НТМИ-6
-----	---------	--------

ПС 35/10кВ «Мирная».

Підстанція введена в експлуатацію в 1968 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з автоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Каланчак та ПЛ-35кВ-Нова.

РУ-10 кВ виконано за нетиповою схемою "Одна одинарна система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Мирная"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМ-5600/35	ТМН-2500/35
Рік виготовлення / установки		1963	1992
Потужність, МВА		5,6	2,5
Номінальна напруга, кВ		35/10	35/10
Номінальний струм, А		92,5/308	41,3/137,5
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2x2,5	±4x2,5

Вимикачі 35кВ	
Тип	ВТ-35/630
	оливний
Рік встановлення	1963, 2016
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	630
Струм відключення, кА	12,5
Всього по напрузі 35кВ:	3
оливні	3
вакуумні	0
елегазові	0

Вимикачі 10кВ			
Тип	ВМГ-133/600	ВМБ-10/400	ВВ/TEL-10-20/1000

	оливний	оливний	вакуумний
Рік встановлення	1963	1963	2014
Номинальна напруга, кВ	10	10	10
Номинальний струм, А	600	400	1000
Струм відключення, кА	20	6	20
Всього по напрузі 10кВ:	9	1	1
оливні вакуумні		10 1	

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги		
Номинальна напруга	35кВ	10кВ
Кількість	1	1
Тип	ЗНОМ-35	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Григорьевка».

Підстанція введена в експлуатацію в 1985 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з автоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-Строгановка, ПЛ-35кВ-Нова та ПЛ-35кВ-Р-2.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Григорьевка"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТМН-2500/35	ТМ-2500/35
Рік виготовлення / установки	1985	1982
Потужність, МВА	2,5	2,5
Номинальна напруга, кВ	35/10	35/10
Номинальний струм, А	41,2/131	41,2/137,5

Схема та група з'єднань обмоток		Y _n /Δ-11	Y _n /Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±8x1,5	±2x2,5

Вимикачі 35кВ	
Тип	BT-35/630
	оливний
Рік встановлення	1985
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	630
Струм відключення, кА	12,5
Всього по напрузі 35кВ:	4
оливні	4
вакуумні	0
елегазові	0

Вимикачі 10кВ	
Тип	ВМП-10/630
	оливний
Рік встановлення	1982
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	630
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	8
оливні	8
вакуумні	0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги		
Номінальна напруга	35кВ	10кВ
Кількість	1	2
Тип	ЗНОМ-35	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Богдановка».

Підстанція введена в експлуатацію в 1988 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Один блок лінія-трансформатор та автоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-НС-6 Р-1-1 та ПЛ-35кВ-НС-Ч.Долина.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Богдановка"

Силові трансформатори		
Оперативне найменування		1Т
Тип		ТМ-2500/35
Рік виготовлення / установки		1987
Потужність, МВА		2,5
Номінальна напруга, кВ		35/10,5
Номінальний струм, А		41,3/137,5
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2×2,5

Вимикачі 35кВ		
Тип		ВТ-35/630
		оливний
Рік встановлення		1988
Номінальна напруга, кВ		35
Номінальний струм, А		630
Струм відключення, кА		12,5
Всього по напрузі 35кВ:		2
оливні вакуумні		2

Вимикачі 10кВ		
Тип		ВММ-10 /400
		оливний
Рік встановлення		1988

Номинальна напруга, кВ	10
Номинальний струм, А	400
Струм відключення, кА	10
Всього по напрузі 10кВ:	11
оливні вакуумні	11 0

Трансформатори власних потреб	
Оперативне найменування	ТСР-1
Тип	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025

Трансформатори напруги	
Номинальна напруга	10кВ
Кількість	1
Тип	НТМИ-10

ПС 35/6кВ «Киндийская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1968 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Одна секціонована вимикачем система шин» та живиться від ПЛ-35кВ «ТЭЦ» та ПЛ-35кВ «Цюрупинская».

РУ-6 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Киндийская"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМН-10000/35	ТДНС-10000/35
Рік виготовлення / установки		1984	1983
Потужність, МВА		10	10
Номинальна напруга, кВ		35/6,3	35/6,3
Номинальний струм, А		165/916,4	165/916,45
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±8×1,5	±8×1,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВМ-35-6,6/600	С-35-6,6/630
	оливний	оливний
Рік встановлення	1968	1968
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	600	630
Струм відключення, кА	10	10
Всього по напрузі 35кВ:	2	1
оливні	3	

Вимикачі 6кВ			
Тип	ВВ/TEL-10-12,5/630	ВР1-10-20/630	ВВ/TEL-10-20/1000
	вакуумний	вакуумний	вакуумний
Рік встановлення	2001	2012	2001
Номінальна напруга, кВ	10	10	10
Номінальний струм, А	630	630	1600
Струм відключення, кА	12,5	20	20
Всього по напрузі 6кВ:	20	2	3
оливні вакуумні	0 20		

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-6-2
Тип	ТМ-63/6	ТМ-25/6
Потужність, МВА	0,063	0,025

Трансформатори напруги	
Номінальна напруга	6кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-6

ПС 35/10кВ «Тавричанка».

Підстанція введена в експлуатацію в 1972 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-А.Нова та ПЛ-35кВ-НС-1 Р-2.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Тавричанка"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМН-2500/35	ТМН-2500/35
Рік виготовлення / установки		1986	1983
Потужність, МВА		2,5	2,5
Номінальна напруга, кВ		35/11	35/11
Номінальний струм, А		41,2/131	41,2/131
Схема та група з'єднань обмоток		Y _n /Δ-11	Y _n /Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±8×1,5	±8×1,5

Вимикачі 35кВ		
Тип	ВТ-35/630	С-35/630
	оливний	оливний
Рік встановлення	1972	1998
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	630	630
Струм відключення, кА	12,5	10
Всього по напрузі 35кВ:	2	1
оливні вакуумні		3 0

Вимикачі 10кВ	
Тип	ВМГ-10/630
	оливний
Рік встановлення	1972

Номинальна напруга, кВ	10
Номинальний струм, А	630
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	6
оливні	7
вакуумні	0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСН-1	ТСН-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги	
Номинальна напруга	10кВ
Кількість	1
Тип	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Константиновка».

Підстанція введена в експлуатацію в 1963 році.

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-2 «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ-НС-1А МК, ПЛ-35кВ-Б.Благовещенка та ПЛ-35кВ-Р.Люксембург.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

Обладнання, встановлене на підстанції 35кВ "Константиновка"

Силкові трансформатори		
Оперативне найменування	1Т	2Т
Тип	ТМ-2500/35	ТМ-2500/35
Рік виготовлення / установки	1970	1976
Потужність, МВА	2,5	2,5
Номинальна напруга, кВ	35/10,5	35/10,5
Номинальний струм, А	41,3/137,5	41,3/137,5

Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/Δ-11
Регулювання напруги обмоток, %	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 35кВ	
Тип	С-35/630
	оливний
Рік встановлення	1963
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	630
Струм відключення, кА	10
Всього по напрузі 35кВ:	3
	оливні вакуумні
	3 0

Вимикачі 10кВ		
Тип	ВМГ-133/600	ВМП-10/630
	оливний	оливний
Рік встановлення	1963	1963
Номінальна напруга, кВ	10	10
Номінальний струм, А	600	630
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	4	3
	оливні вакуумні	7 0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСН-1	ТСН-2
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги	
Номінальна напруга	10кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-10

Таблиця Загальна характеристика силових трансформаторів встановлених на ПС 150-35кВ АТ "Херсонобленерго"

№	Диспетчерське найменування	Тип	Рік випуску трансформатора	Потужність номінальна обмотки, МВт (%)			Напруга номінальна обмотки, кВ			Група з'єднань обмоток	Напруга КЗ, %			Втрати КЗ, кВт			Струм XX, %	Втрати XX, кВт	Межі регулювання, %
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН		ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	1Т ПС ХНПЗ	ТДТГ-60000/150	1968	60	60	60	150	38,5	6,6	Y/Y/Δ-12-11	11,7	18,7	6,48	297	330	262	1,5	102	±2×2,5 ±2×2,5
2	2Т ПС ХНПЗ	ТДТГ-60000/150	1969	60	60	60	150	38,5	6,6	Y/Y/Δ-12-11	11,82	18,6	6,5	297	330	262	1,6	110	±2×2,5 ±2×2,5
3	1Т ПС Виноградово	ТДТН-40000/150	1993	40	40	40	158	38,5	11	Y/Y/Δ-0-11	10,6	18,3	6,76	206	209	181	0,47	39	±8×1,5; ±2×2,5
4	2Т ПС Виноградово	ТДТН-40000/150	1974	40	40	40	158	38,5	11	Y/Y/Δ-0-11	10,8	18	6,29	178	191	145	0,95	59,6	±8×1,5; ±2×2,5
5	1Т ПС Бериславская	ТДТН-25000/150	1984	25	25	25	158	38,5	11	Y/Y/Δ-0-11	10,9	17,7	6,05	138	140	108	0,9	34	±8×1,5; ±2×2,5
6	2Т ПС Бериславская	ТДТН-25000/150	1984	25	25	25	158	38,5	11	Y/Y/Δ-0-11	11,01	18,04	6,19	140	140	110	0,9	34	±8×1,5; ±2×2,5
7	1Т ПС Трифоновская	ТДТН-40000/150	1978	40	40	40	158	38,5	11	Y/Y/Δ-0-11	10,8	17,9	6,23	169	186	144	0,68	56	±8×1,5; ±2×2,5
8	1Т ПС П.Покровская	ТДТН-40000/150	1971	40	40	40	158	38,5	11	Y/Y/Δ-0-11	10,6	17,7	6,16	171	190	150	0,5	51,2	±8×1,5; ±2×2,5
9	2Т ПС П.Покровская	ТДТН-40000/150	1971	40	40	40	158	38,5	11	Y/Y/Δ-0-11	10,6	17,7	6,16	173	195	149	0,45	51	±8×1,5; ±2×2,5
10	1Т ПС Промышленная	ТДТН-63000/150	1988	63	63	63	158	38,5	11	Y/Y/Δ-0-11	10,7	19,5	7,59	289	295	230	0,34	50,5	±8×1,5; ±2×2,5
11	2Т ПС Промышленная	ТДТН-63000/150	1984	63	63	63	158	38,5	11	Y/Y/Δ-0-11	10,7	19,5	7,59	290	297	238	0,54	52,4	±8×1,5; ±2×2,5
12	1Т ПС Цюрупинская	ТДТН-63000/150	2010	63	63	63	158	38,5	11	Y/Y/Δ-0-11	10,7	19,7	7,64	290,68	308,36	232,58	0,06	34,7	±8×1,5; ±2×2,5
13	2Т ПС Цюрупинская	ТДТН-40000/150	1979	40	40	40	155	38,5	11	Y/Y/Δ-0-11	11	18,4	6,32	170	190	148	0,45	54	±8×1,5; ±2×2,5
14	1Т ПС Коммунальная	ТРДН-32000/150	1984	32		16/16	158		10,5/10,5	Y/Δ/Δ-11-11		9,28			137,5		0,41	33,4	±8×1,5
15	2Т ПС Коммунальная	ТРДН-32000/150	1990	32		16/16	158		10,5/10,5	Y/Δ/Δ-11-11		10,5			139		0,56	28,4	±8×1,5
16	1Т ПС Никольская	ТДТН-16000/150	1978	16	16	16	155	38,5	6,6	Y/Y/Δ-0-11	11,5	18	6,07				0,83	27	±8×1,5; ±2×2,5
17	2Т ПС Никольская	ТДТН-16000/150	1977	16	16	16	155	38,5	6,6	Y/Y/Δ-0-11	11,2	18,1	6,03				0,83	27	±8×1,5; ±2×2,5
18	1Т ПС Чулаковская	ТДТН-25000/150	1972	25	25	25	158	38,5	11	Y/Y/Δ-0-11	11	17,7	6	136	141	109	0,91	35,5	±8×1,5; ±2×2,5
19	2Т ПС Чулаковская	ТДТН-25000/150	1972	25	25	25	158	38,5	11	Y/Y/Δ-0-11	10,9	13,4	5,98	136	138	108	0,9	37	±8×1,5; ±2×2,5
20	1Т ПС Промбаза	ТДТНГ-25000/150	1965	25	25	25	158	38,5	11	Y/Y/Δ-0-11	10,8	17,3	5,85	260	240	210	3,1	100	±8×1,5; ±2×2,5
21	2Т ПС Промбаза	ТДТН-25000/150	1979	25	25	25	158	38,5	11	Y/Y/Δ-0-11	11,1	17,9	6,2	140	140	110	0,82	38,8	±8×1,5; ±2×2,5
22	1 Т ПС ГНС КОС	ТДТН-25000/150	1974	25	25	25	158	38,5	11	Y/Y/Δ-0-11	10,8	17,6	6,04	140	140	110	0,62	36,5	±8×1,5; ±2×2,5
23	2 Т ПС ГНС КОС	ТРДН-63000/150	1973	63		31,5/31,5	158		10,5/10,5	Y/Δ/Δ-11-11		10,2			230		0,37	62,7	±8×1,5
24	3 Т ПС ГНС КОС	ТРДН-	1986	63		31,5/31,5	158		10,5/10,5	Y/Δ/Δ-11-11		10,2			240		0,4	61	±8×1,5

		63000/150																	
25	4 Т ПС ГНС КОС	ТДТН-25000/150	2008	25	25	25	158	35	11	Y/Y/Δ-0-11	10,5	17,7	6,46	140	150	120	0,22	21	±8×1,5; ±2×2,5
26	2 Т ПС ГНС СОС	ТДТН-25000/150	1988	25	25	25	158	38,5	6,6	Y/Y/Δ-0-11	10,6	18,4	6,87	140	150	120	0,53	26,4	±8×1,5; ±2×2,5
27	1 Т ПС Дудчино	ТДТН-40000/150	1985	40	40	40	158	38,5	11	Y/Y/Δ-0-11	10,8	18,1	6,3	180	190	140	0,7	59,5	±8×1,5; ±2×2,5
28	2 Т ПС Дудчино	ТДТН-40000/150	1990	40	40	40	158	38,5	11	Y/Y/Δ-0-11	10,7	18,1	6,39	170	190	150	0,68	59,5	±8×1,5; ±2×2,5
29	1 Т ПС Рубановка	ТДТНГ-25000/150	1974	25	25	25	158	38,5	11	Y/Y/Δ-0-11	10,8	17,7	6,15	140	140	110	0,62	30	±8×1,5; ±2×2,5
30	2 Т ПС Рубановка	ТДТНГ-25000/150	1972	25	25	25	158	38,5	11	Y/Y/Δ-0-11	10,8	17,6	6,16	136	138	110	0,7	37,6	±8×1,5; ±2×2,5
31	1Т ПС Н.Троицкая	ТДТН-40000/150	1977	40	40	40	158	38,5	11	Yн/Yн/Δ-0-11	10,7	18,2	6,43	171	189	141	0,5	58	±8×1,5; ±2×2,5
32	2ТПС Н.Троицкая	ТДТНГ-25000/150	1967	25	25	25	154	38,5	11	Yн/Yн/Δ-0-11	17,7	11,4	6,6	149	163	108	3,3	102	±5×2,5;±2×2,5
33	1Т ПС Н.Тимофеевка	ТДТН-40000/150	1984	40	40	40	158	38,5	11	Yн/Yн/Δ-0-11	10,9	18,3	6,41	174	193	144	0,5	58	±8×1,5; ±2×2,5
34	2Т ПС Н.Тимофеевка	ТДТН-40000/150	1977	40	40	40	158	38,5	11	Yн/Yн/Δ-0-11	10,9	18,3	6,41	175	194	145	0,5	58	±8×1,5; ±2×2,5
35	1Т ПС Н.Алексеевка	ТДТН-25000/150	1983	25	25	25	158	38,5	11	Yн/Yн/Δ-0-11	10,8	17,6	6,13	131	145	108	0,9	34	±8×1,5; ±2×2,5
36	2Т ПС Н.Алексеевка	ТДТН-25000/150	1979	25	25	25	158	38,5	11	Yн/Yн/Δ-0-11	11	18	6,26	131	145	108	0,9	34	±8×1,5; ±2×2,5
37	1 Т ПС Нова	ТДТН-25000/150	2017	25	25	25	158	38,5	11	Y/Y/Δ-0-11	10,3	18,1	6,95	140	150	110	0,09	20	±8×1,5; ±2×2,5
38	1Т ПС Порт	ТМН-6300/35	1986	6,3		6,3	35		11	Y/Δ-11		7,51			50		0,52	10	±8×1,5
39	2Т ПС Порт	ТМН-6300/35	1985	6,3		6,3	35		11	Y/Δ-11		7,51			50		0,52	10	±8×1,5
40	1Т ПС Таврийская	ТМН-4000/35	1975	4		4	35		10,5	Y/Δ-11		7,78			33,5		1,0	10	±8×1,5
41	2Т ПС Таврийская	ТМ-1600/35	1971	1,6		1,6	35		10,5	Y/Δ-11		6,38			16,5		1,4	3,6	±2×2,5
42	1Т ПС Основа	ТМН-6300/35	1991	6,3		6,3	35		11	Y/Δ-11		7,26			46,5		0,9	7,6	±8×1,5
43	2Т ПС Основа	ТМН-6300/35	1991	6,3		6,3	35		11	Y/Δ-11		7,26			46,5		0,9	7,6	±8×1,5
44	1Т ПС Днепряни	ТМН-2500/35	1984	2,5		2,5	35		11	Y/Δ-11		6,64			23		0,79	4,06	±8×1,5
45	1Т ПС Щорса	ТДНС-16000/35	1989	16		16	36,75		10,5	Y/Δ-11		9,72			96		0,6	23	±8×1,5
46	2Т ПС Щорса	ТД-16000/35	1969	16		16	38,5		10,5	Y/Δ-11		8			96		0,6	23	±2×2,5
47	3Т ПС Щорса	ТМ-4000/35	1972	4		4	35		6,3	Y/Δ-11		7,69			33,5		0,6	6,7	±2×2,5
48	1Т ПС Зоря	ТАМ-5600/35	1962	5,6		5,6	35		10	Y/Δ-11		6,75			57		4,5	18,5	±2×2,5
49	2Т ПС Зоря	ТМН-5600/35	1964	5,6		5,6	35		10	Y/Δ-11		7,2			57		4,5	18,5	±8×1,5
50	1Т ПС Качкаровка	ТМ-2500/35	1978	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,2			25		1,1	5,1	±2×2,5
51	1Т ПС Высоковская	ТМН-4000/35	1992	4		4	35		10	Y/Δ-11		7,42			33,5		1	6,7	±8×1,5
52	2Т ПС Высоковская	ТМН-2500/35	1992	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,69			25		1,1	5,1	±8×1,5
53	1Т ПС Новорайская	ТМ-2500/35	1973	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,75			25		1,1	5,1	±2×2,5
54	2Т ПС Новорайская	ТМ-2500/35	1978	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		7,2			25		1,1	5,1	±2×2,5
55	1Т ПС Змеевская	ТМ-2500/35	1993	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,5			25		1,1	5,1	±2×2,5
56	2Т ПС Змеевская	ТМ-2500/35	1980	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,25			25		1,1	5,1	±2×2,5

57	1Т ПС Львовская	ТМН-2500/35	1980	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,32		25		1,1	5,1	±4×2,5
58	2Т ПС Львовская	ТМ-2500/35	1972	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,32		25		1,1	5,1	±2×2,5
59	3Т ПС Львовская	ТМ-6300/35	1971	6,3		6,3	35		10	Y/Δ-11		7,44		46,5		0,9	9,4	±2×2,5
60	1Т ПС Тягинская	ТМ-1600/35	1969	1,6		1,6	35		10,5	Y/Δ-11		6,25		23,2		1,24	5,22	±2×2,5
61	2Т ПС Тягинская	ТМН-1600/35	1993	1,6		1,6	35		11	Y/Δ-11		6,57		16,5		1,1	3,6	±4×2,5
62	1Т ПС Раковка	ТМ-2500/35	1976	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,24		25		1,1	5,1	±2×2,5
63	1Т ПС Кировская	ТМН-2500/35	1977	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,15		25		1,1	5,1	±8×1,5
64	2Т ПС Кировская	ТМН-2500/35	1982	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,69		25		1,1	5,1	±8×1,5
65	1Т ПС Казацкая	ТМН-2500/35	1985	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,43		25		1,1	5,1	±8×1,5
66	2Т ПС Казацкая	ТМ-2500/35	1983	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,22		25		1,1	5,1	±2×2,5
67	1Т ПС Новокаирская	ТМ-1000/35	1969	1		1	35		10	Y/Δ-11		6,5		12,2		0,5	2,75	±2×2,5
68	1Т ПС Костырская	ТМ-1800/35	1980	1,8		1,8	35		10	Y/Δ-11		6,5		16,5		1,1	3,6	±2×2,5
69	1Т ПС Кр.Маяк	ТМ-2500/35	1983	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,9		25		1,1	5,1	±2×2,5
70	2Т ПС Кр.Маяк (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМН-2500/35	1983	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,45		25		1,1	5,1	±8×1,5
71	1Т ПС Сухановская	ТМ-1600/35	1980	1,6		1,6	35		10	Y/Δ-11		6,29		16,5		1,4	3,6	±2×2,5
72	1Т ПС Заречная	ТМ-2500/35	1991	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,78		25		1,1	5,1	±2×2,5
73	2Т ПС Заречная	ТМ-2500/35	1985	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,25		25		1,1	5,1	±2×2,5
74	1Т ПС В.Александровская	ТМН-4000/35	1985	4		4	35		10,5	Y/Δ-11		7,5		33,5		0,9	5,6	±4×2,5
75	2Т ПС В.Александровская	ТМ-4000/35	1972	4		4	35		10,5	Yн/Δ-11		7,87		46,5		0,61	5,3	±2×2,5
76	1Т ПС Колос	ТМН-1600/35	1988	1,6		1,6	35		10,5	Y/Δ-11		6,5		16,5		1,3	2,9	±4×2,5
77	1Т ПС Н.Кубань	ТМ-1800/35	1957	1,8		1,8	35		10,5	Y/Δ-11		6,5		24		5	8,3	±2×2,5
78	2Т ПС Н.Кубань	ТМ-1800/35	1964	1,8		1,8	35		10,5	Y/Δ-11		6,5		24		5	8,3	±2×2,5
79	1Т ПС Д.Брод (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМН-2500/35	1990	2,5		2,5	35		11	Y/Δ-11								
80	2Т ПС Вишневая	ТМ-1600/35	1965	1,6		1,6	35		10,5	Y/Δ-11		6,25		18		1,3	3,3	±2×2,5
81	1Т ПС Н.Дмитровская	ТМН-2500/35	1993	2,5		2,5	35		11	Y/Δ-11		6,5		23,5		1,1	4,3	±4×2,5
82	1Т ПС Калининская	ТМ-2500/35	1982	2,5		2,5	35		10,5	Yн/Δ-11		6,5		23,5		1	4,3	±2×2,5
83	2Т ПС Калининская	ТМ-2500/35	1976	2,5		2,5	35		10,5	Yн/Δ-11		6,5		23,5		1	4,3	±2×2,5
84	1Т ПС Б.Криницкая	ТМ-4000/35	1980	4		4	35		10,5	Y/Δ-11		7,5		33,5		1	5,7	±2×2,5
85	2Т ПС Б.Криницкая	ТМ-2500/35	1976	2,5		2,5	35		10,5	Yн/Δ-11		6,22		23,5		1	4,3	±2×2,5
86	1Т ПС Борозенская	ТМ-2500/35	1978	2,5		2,5	35		10,5	Yн/Δ-11		6,5		23,5		1	4,3	±2×2,5
87	2Т ПРС Борозенская	ТМ-2500/35	1974	2,5		2,5	35		10,5	Yн/Δ-11		6,5		23,5		1	4,3	±2×2,5
88	1Т ПС Н.Вознесенская	ТМН-2500/35	1985	2,5		2,5	35		11	Y/Δ-11		6,64		23,5		1,1	4,3	±4×2,5
89	1Т ПС Архангельская	ТМ-1600/35	1968	1,6		1,6	35		10,5	Y/Δ-11		6,32		18		1,3	3,3	±2×2,5
90	2Т ПС Архангельская (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМ-1600/35	1969	1,6		1,6	35		10,5	Y/Δ-11								

91	1Т ПС Высокопольская	ТМ-2500/35	1977	2,5		2,5	35		10,5	Ун/Δ-11		6,09		23,5		1	4,3	±2×2,5
92	2Т ПС Высокопольская	ТМН-2500/35	1978	2,5		2,5	35		10,5	Ун/Δ-11		6,4		23,5		1	4,3	±4×2,5
93	2Т ПС Кочубеевская	ТМН-2500/35	1989	2,5		2,5	35		11	У/Δ-11		6,68		23,5		0,99	4,3	±4×2,5
94	1Т ПС Пограничная	ТМ-4000/35	1978	4		4	35		10,5	Ун/Δ-11		7,79		46,5		1	5,3	±2×2,5
95	1Т ПС Крещеновская	ТМ-2500/35	1980	2,5		2,5	35		10,5	Ун/Δ-11		6,11		23,5		1,1	4,3	±2×2,5
96	1Т ПС Н.Воскресеновская	ТМ-2500/35	1973	2,5		2,5	35		10,5	Ун/Δ-11		6,04		23,5		0,65	4,3	±2×2,5
97	1Т ПС Янтарная	ТМН-2500/35	1989	2,5		2,5	35		11	У/Δ-11		6,68		23,5		0,93	4,3	±4×2,5
98	1Т ПС Пионер	ТМН-2500/35	1992	2,5		2,5	35		11	У/Δ-11		6,77		23,5		1	4,3	±4×2,5
99	2Т ПС Пионер	ТМН-2500/35	1992	2,5		2,5	35		11	У/Δ-11		6,74		23,5		0,65	4,3	±4×2,5
100	1Т ПС Беляевская	ТМ-2500/35	1980	2,5		2,5	35		10,5	Ун/Δ-11		6		23,5		1,1	4,3	±2×2,5
101	2Т ПС Беляевская	ТМ-2500/35	1976	2,5		2,5	35		10,5	Ун/Δ-11		6		23,5		1,1	4,3	±2×2,5
102	1Т ПС Светличная	ТМН-1600/35	1994	1,6		1,6	35		10,5	У/Δ-11		6,7		16,5		1,01	3,25	±4×2,5
103	1Т ПС Гавриловская	ТМ-2500/35	1976	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11		6,07		23,5		1,1	4,3	±2×2,5
104	1Т ПС Н.Воронцовская	ТМН-4000/35	1987	4		4	35		10,5	У/Δ-11		7,79		33,5		1	5,6	±4×2,5
105	2Т ПС Н.Воронцовская	ТМН-4000/35	1988	4		4	35		10,5	У/Δ-11		7,1		33,5		0,88	6,7	±4×2,5
106	1Т ПС Осокоровская	ТМ-2500/35	1983	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11		6,75		23,5		0,63	4,3	±2×2,5
107	1Т ПС Золотобалковская	ТМ-2500/35	1982	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11		6,25		23,5		1,1	10,2	±2×2,5
108	3Т ПС Золотобалковская	ТМН-4000/35/6	1984	4		4	35		6	У/Δ-11		7,87		33,5		0,56	5,85	±4×2,5
109	1Т ПС Червонофлотская	ТМН-2500/35	1991	2,5		2,5	35		11	У/Δ-11		6,76		23,5		0,7	3,8	±4×2,5
110	1Т ПС Правдино	ТМ-2500/35	1977	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11		6,13		24		1,1	5,1	±2×2,5
111	1Т ПС Садово	ТМН-2500/35	1993	2,5		2,5	35		11	У/Δ-11		6,55		23,2		1,1	5,1	±8×1,5
112	1Т ПС Киселевская	ТМ-2500/35	1976	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11		6,21		24		1,1	5,1	±2×2,5
113	1Т ПС Торговая	ТМ-4000/35	1966	4		4	35		10,5	У/Δ-5		7,24		36,1		1	6,7	±2×2,5
114	1Т ПС Батумская	ТМ-2500/35	1983	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11		6,08		22,1		1,1	5,1	±2×2,5
115	1Т ПС Ш.Балка	ТМ-2500/35	1982	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11		6,11		23		1,1	5,1	±2×2,5
116	2Т ПС Ш.Балка	ТМ-2500/35	1977	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11		5,71		23		1,1	5,1	±1×5
117	1Т ПС Советская	ТМ-2500/35	1978	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11		6,07		24,1		1,1	5,1	±2×2,5
118	2Т ПС Советская	ТМН-2500/35	1982	2,5		2,5	35		11	У/Δ-11		6,68		23,6		1,1	5,1	±8×1,5
119	1Т ПС Прогресс	ТМН-2500/35	1991	2,5		2,5	35		11	У/Δ-11		6,62		23,3		1,1	5,1	±4×2,5
120	1Т ПС Г.Велетень	ТМН-2500/35	1985	2,5		2,5	35		11	У/Δ-11		6,5		23,3		1,1	5,1	±8×1,5
121	2Т ПС Г.Велетень	ТМН-2500/35	1985	2,5		2,5	35		11	У/Δ-11		6,5		24		1,1	5,1	±8×1,5
122	1Т ПС Александровская	ТМ-2500/35	1976	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11		6,09		24		1,1	5,1	±2×2,5
123	1Т ПС Чернобаевская	ТМН-4000/35	1987	4		4	35		10,5	У/Δ-11		7,11		30		1	6,7	±8×1,5
124	2Т ПС Чернобаевская	ТМ-4000/35	1974	4		4	35		11	У/Δ-5		7,24		37		1	6,7	±2×2,5
125	2Т ПС Музыкавская	ТМ-2500/35	1976	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11		6,1		24		1,1	5,1	±2×2,5
126	1Т ПС Белозерская	ТМН-4000/35	1987	4		4	35		11	У/Δ-11		7,33		30		1	6,7	±8×1,5

127	2Т ПС Белозерская	ТМН-10000/35	2017	10	10	35	10,5	Y/Δ-11	8	60	0,55	11,5	±8×1,5
128	1Т ПС Станиславская	ТМ-6300/35	1972	6,3	6,3	35	10,5	Y/Δ-11	7,32	45,6	0,45	6,8	±2×2,5
129	1Т ПС Восточная	ТМН-6300/35	2009	6,3	6,3	35	11	Y/Δ-11	7,33	45,6	0,45	6,8	±4×2,5
130	2Т ПС Восточная	ТМН-6300/35	2009	6,3	6,3	35	11	Y/Δ-11	7,28	45,6	0,45	6,6	±4×2,5
131	1Т ПС Токаревская	ТМ-2500/35	1973	2,5	2,5	35	10,5	Y/Δ-11	8,08	23,9	1,1	5,1	±2×2,5
132	2Т ПС Токаревская	ТМ-4000/35	1979	4	4	35	10,5	Y/Δ-11	6,07	33,5	1	6,7	±2×2,5
133	1Т ПС Дарьевская	ТМН-4000/35	1994	4	4	35	11	Y/Δ-11	7,27	30	1	6,7	±4×2,5
134	2Т ПС Дарьевская	ТМ-3200/35	1956	3,2	3,2	35	10,5	Y/Δ-11	7	45	4,5	11,5	±1×5
135	1Т ПС Ингулецкая	ТМН-4000/35	1983	4	4	35	11	Y/Δ-11	8,07	33,5	1	6,7	±8×1,5
136	1Т ПС Комсомольская	ТДНС-16000/35	2011	16	16	36,75	6,3	Y/Δ-11	10,1		0,09	9,9	±8×1,5
137	2Т ПС Комсомольская	ТДНС-16000/35	2012	16	16	36,75	6,3	Y/Δ-11	10,1		0,09	9,9	±8×1,5
138	1Т ПС Бетонверфь	ТМ-6300/35	1967	6,3	6,3	35	6,6	Y/Δ-11	7,57				±2×2,5
139	2Т ПС Бетонверфь	ТМ-6300/35	1966	6,3	6,3	35	6,6	Y/Δ-11	7,47				±2×2,5
140	1Т ПС Киндийская	ТМН-10000/35	1984	10	10	35	6,3	Y/Δ-11	7,8			14,8	±8×1,5
141	2Т ПС Киндийская	ТДНС-10000/35	1983	10	10	35	6,3	Y/Δ-11	8,2				±8×1,5
142	1Т ПС Консервная	ТМН-7500/35	1963	7,5	7,5	35	6,6	Y/Δ-11	7,5		2,3	24,4	±4×2,5
143	2Т ПС Консервная	ТДН-10000/35	1956	10	10	35	6,3	Y/Δ-11	14,2		2,4	22,4	±4×2,5
144	1Т ПС Оч.сооружения	ТДНС-10000/35	1988	10	10	36,75	6,3	Y/Δ-11	8,1	62,1	0,53	11	±8×1,5
145	2Т ПС Оч.сооружения	ТДНС-10000/35	1988	10	10	36,75	6,3	Y/Δ-11	8,1		0,53	11	±8×1,5
146	1Т ПС Текстильная	ТДНС-16000/35	1957	16	16	35	6,3	Y/Δ-11	10,03				±8×1,5
147	2Т ПС Текстильная	ТДНС-16000/35	2014	16	16	36,75	6,3	Y/Δ-11	10	83,23	0,15	11,06	±8×1,5
148	1Т ПС Дзержинская	ТДНС-16000/35	1968	16	16	35	6,6	Y/Δ-11	9,93		0,75	25,1	±4×2,5
149	2Т ПС Дзержинская	ТДНС-16000/35	1970	16	16	35	6,6	Y/Δ-11	10		0,81	20,1	±4×2,5
150	1Т ПС Заводская	ТДНС-16000/35	1987	16	16	36,75	6,3	Y/Δ-11	10,2				±8×1,5
151	2Т ПС Заводская	ТДНС-16000/35	1987	16	16	36,75	6,3	Y/Δ-11	10,1				±8×1,5
152	1Т ПС Строительная	ТМН-7500/35	1962	7,5	7,5	35	6,3	Y/Δ-11	7,92	62,7	1,75	19,6	±4×2,5
153	2Т ПС Строительная	ТМН-6300/35	1976	6,3	6,3	35	6,3	Y/Δ-11	7,39				±6×1,5
154	1Т ПС Днепровская	ТДНС-16000/35	2007	16	16	36,75	6,3	Y/Δ-11	10,1	83,5	0,32	13,6	±8×1,5
155	2Т ПС Днепровская	ТДНС-16000/35	2006	16	16	36,75	6,3	Y/Δ-11	10,2	91,7	0,37	13,6	±8×1,5
156	1Т ПС Кошевая	ТМ-6300/35	1970	6,3	6,3	35	6,3	Y/Δ-11	7,29				±2×2,5
157	2Т ПС Кошевая	ТМ-6300/35	1984	6,3	6,3	35	6,3	Y/Δ-11	7,2		0,74		±2×2,5
158	1Т ПС Островная	ТДН-10000/35	1965	10	10	35	6,6	Y/Δ-11	14,3		2,4	22,4	±4×2,5

159	2Т ПС Островная	ТДН-10000/35	1964	10	10	35	6,6	Y/Δ-11	14,2	1,2	18	±4×2,5	
160	1Т ПС Северная	ТДНС-10000/35	1978	10	10	35	10,5	Y/Δ-11	7,83			±8×1,5	
161	2Т ПС Северная	ТДНС-16000/35	1982	16	16	35	10,5	Y/Δ-11	9,92			±8×1,5	
162	1Т ПС ТОК	ТМН-4000/35	1985	4	4	35	10,5	Y/Δ-11	7,99			±8×1,5	
163	2Т ПС ТОК	ТМН-4000/35	1985	4	4	35	10,5	Y/Δ-11	8,12			±8×1,5	
164	1Т ПС Солнечная	ТМН-2500/35	1985	2,5	2,5	35	10,5	Y/Δ-11	6,52			±8×1,5	
165	1Т ПС Сухарная	ТДНС-10000/35	2020	10	10	36,75	10,5	Y/Δ-11	7,95	58,5	0,21	8,87	±8×1,5
166	2Т ПС Сухарная	ТДНС-10000/35	2019	10	10	36,75	10,5	Y/Δ-11	8,11	58,5	0,21	8,87	±8×1,5
167	1Т ПС Камышанская	ТМН-6300/35	2018	6,3	6,3	35	10	Y/Δ-11	7,39			±4×2,5	
168	2Т ПС Камышанская	ТМ-4000/35	1981	4	4	35	10,5	Y/Δ-11	7,93			±2×2,5	
169	1Т ПС МИС	ТМН-4000/35	1989	4	4	35	10,5	Y/Δ-11	7,21			±4×2,5	
170	2Т ПС МИС	ТМН-4000/35	1992	4	4	35	10,5	Y/Δ-11	7,48	0,9	5,6	±4×2,5	
171	1Т ПС Антоновская	ТМ-1000/35	1976	1	1	35	10,5	Y/Δ-11	6,4			±2×2,5	
172	2Т ПС Антоновская	ТМ-4000/35		4	4	36,75	6,3	Y/Δ-11	7,93			±2×2,5	
173	1Т ПС Чаплынская	ТМ-5600/35	1961	5,6	5,6	35	10	Y/Δ-11	7,5	57	4,5	18,5	±2×2,5
174	2Т ПС Чаплынская (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМ-4000/35	1970	4	4	35	10	Y/Δ-11					
175	3 Т ПС Чаплынская	ТМН-6300/35	1980	6,3	6,3	35	10	Y/Δ-11	7,5	46,5	0,8	9,6	±8×1,5
176	1Т ПС Григорьевская	ТМН-2500/35	1985	2,5	2,5	35	10	Y/Δ-11	6,5	25	1,1	5,1	±8×1,5
177	2Т ПС Григорьевская	ТМ-2500/35	1985	2,5	2,5	35	10	Y/Δ-11	6,5	25	1,1	5,1	±2×2,5
178	1Т ПС Аскания Нова	ТМН-4000/35	1981	4	4	35	10	Y/Δ-11	7,5	33,5	1	6,7	±6×1,5
179	2Т ПС Аскания Нова	ТМН-4000/35	1981	4	4	35	10	Y/Δ-11	7,5	33,5	1	6,7	±6×1,5
180	1Т ПС К.Владимировская	ТМН-4000/35	1983	4	4	35	10	Y/Δ-11	8,06	33,5	1	6,7	±8×1,5
181	2Т ПС К.Владимировская	ТМН-4000/35	1983	4	4	35	10	Y/Δ-11	8,21	33,5	1	6,7	±8×1,5
182	1Т ПС Шевченко	ТМ-1800/35	1974	1,8	1,8	35	10	Y/Δ-11	6,5	24	5	8,3	±2×2,5
183	1Т ПС Балтазаровская	ТМ-2500/35	1976	2,5	2,5	35	10	Y/Δ-11	6,5	25	1,1	5,1	±2×2,5
184	1Т ПС Крестовская	ТМ-2500/35	1976	2,5	2,5	35	10	Y/Δ-11	6,5	25	1,1	5,1	±2×2,5
185	1Т ПС Хлебодаровская	ТМ-2500/35	1972	2,5	2,5	35	10	Y/Δ-11	6,5	25	1,1	5,1	±2×2,5
186	1Т ПС Строгановская	ТМ-2500/35	1979	2,5	2,5	35	10	Y/Δ-11	6,5	25	1,1	5,1	±2×2,5
187	1Т ПС Маркеевская	ТМН-1600/35	1993	1,6	1,6	35	10	Y/Δ-11	6,5	18	1,4	3,65	±4×2,5
188	1Т ПС Каланчакская	ТМН-6300/35	1998	6,3	6,3	35	10	Y/Δ-11	7,5	46,5	0,8	9,6	±4×2,5
189	2Т ПС Каланчакская	ТМН-6300/35	1978	6,3	6,3	35	10	Y/Δ-11	7,5	46,5	0,8	9,6	±8×1,5
190	2Т ПС Привольевская	ТМН-2500/35	1990	2,5	2,5	35	10	Y/Δ-11	6,5	25	1,1	5,1	±4×2,5
191	1Т ПС Мирная	ТМН-2500/35	1963	2,5	2,5	35	10	Y/Δ-11	6,5	25	1,1	5,1	±4×2,5
192	2Т ПС Мирная	ТАМ-5600/35	1992	5,6	5,6	35	10	Y/Δ-11	7,5	57	4,5	18,5	±2×2,5

193	1 Т ПС Ключевая	ТМ-2500/35	1969	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,5		25		1,1	5,1	±2×2,5
194	2 Т ПС Ключевая	ТМ-4000/35	1969	4		4	35		6	Y/Δ-11		6,5		33,5		0,9	6,4	±2×2,5
195	3Т ПС Ключевая (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМ-100/35/0,4	1981	0,1		0,1	35		0,4	Y/Δ-11								
196	1Т ПС Новокиевская	ТМ-1800/35	1963	1,8		1,8	35		10	Y/Δ-11		6,5		24		5	8,3	±2×2,5
197	1Т ПС Кр.Чабан	ТМН-2500/35	1982	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,5		25		1,1	5,1	±8×1,5
198	1Т ПС Васильевка	ТМ-2500/35	1982	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		6,11		22		1	3	±2×2,5
199	1Т ПС Громовка	ТМ-2500/35	1971	2,5		2,5	35		10,5	Yн/Δ-11		6,04		22		1	3	±2×2,5
200	2Т ПС Громовка	ТМ-4000/35	1978	4		4	35		10,5	Yн/Δ-11		7,93		33,5		0,9	5,3	±2×2,5
201	2Т ПС Н.Михайловка	ТМН-2500/35	1984	2,5		2,5	35		11	Y/Δ-11		6,13		22		1,1	5,63	±8×1,5
202	2Т ПС Отрадовка	ТМ-1600/35	1967	1,6		1,6	35		10,5	Yо/Δ-11		6,01		33,5		1,3	3	±2×2,5
203	1Т ПС Подовое	ТМ-2500/35	1975	2,5		2,5	35		10,5	Yн/Δ-11		6,12		22		1	3	±2×2,5
204	2Т ПС Подовое	ТМН-2500/35	1987	2,5		2,5	35		11	Y/Δ-11		6,69		22		1	3,5	±8×1,5
205	1Т ПС Попелак	ТМ-2500/35	1970	2,5		2,5	35		10,5	Yн/Δ-11		6,06		22		1	3	±2×2,5
206	1Т ПС Сиваши	ТМ-4000/35	1974	4		4	35		10,5	Yн/Δ-11		6,24		33,5		0,88	7,25	±2×2,5
207	2Т ПС Сиваши	ТМ-2500/35	1978	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		6,24		22		0,96	6,24	±2×2,5
208	1Т ПС Фёдоровка	ТМ-2500/35	1973	2,5		2,5	35		10,5	Yн/Δ-11		6,06		22		1	3	±2×2,5
209	2Т ПС Фёдоровка	ТМН-2500/35	1990	2,5		2,5	35		11	Y/Δ-11		6,61		22		1	3,5	±8×1,5
210	1Т ПС Чкалово	ТМ-2500/35	1969	2,5		2,5	35		10,5	Yн/Δ-11		6,17		21,04		1	3	±2×2,5
211	2Т ПС Чкалово	ТМ-4000/35	1976	4		4	35		10,5	Yн/Δ-11		7,95		33,2		0,9	5,3	±2×2,5
212	1Т Миколаївка	ТМН-6300/35	2017	6,3		6,3	36,5		10,5	Yн/Δ-11		6,96		44,6		0,084	4,85	±8x1,5
213	1Т М.Лепетиха	ТМН-6300/35	2017	6,3		6,3	36,5		10,5	Yн/Δ-11		7,31		44,6		0,084	4,85	±8x1,5
214	2Т М.Лепетиха	ТМ-2500/35	1973	2,5		2,5	35		11	Yн/Δ-11		6,05		25		1,1	5,1	±2x2,5
215	3Т М.Лепетиха (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТАМ-1800/35	1961	1,8		1,8	35		10,5	Yн/Δ-11								
216	1Т В.Лепетиха	ТМН-6300/35	1986	6,3		6,3	35		10,5	Yн/Δ-11		6,96		46,5		0,800	9,6	±8x1,5
217	2Т В.Лепетиха	ТМН-6300/35	1986	6,3		6,3	35		11	Yн/Δ-11		7,24		46,5		0,800	9,6	±8x1,5
218	1Т ГНС-РЗС	ТМН-4000/35	1974	4		4	35		6,3	Yн/Δ-11		7,86		36,85		1,3	7,705	±8x1,5
219	2Т ГНС-РЗС	ТМН-4000/35	1981	4		4	35		6,3	Yн/Δ-11		7,86		36,85		1,3	7,705	±8x1,5
220	1Т Первомаївка	ТМ-2500/35	1968	2,5		2,5	35		10,5	Yн/Δ-11		6,5		25		1,1	5,1	±2x2,5
221	2Т Первомаївка (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМ-1000/35	1968	1		1	35		10,5	Yн/Δ-11								
222	1Т Самійлівка	ТМН-2500/35	1985	2,5		2,5	35		11	Yн/Δ-11		6,69		25		1,1	5,1	±8x1,5
223	2Т Самійлівка (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМН-2500/35	1985	2,5		2,5	35		11	Yн/Δ-11								
224	1Т Ушкалка (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМН-1800/35	1966	1,8		1,8	35		10,5	Yн/Δ-11								

222 524	2Т Ушкалка	ТМ-2500/35	1981	2,5		2,5	35		10,5	УН/Δ-11		6,14		25		1,1	5,1	±2x2,5
226	1Т В.Рогачик	ТМН-4000/35	1981	4		4	35		11	УН/Δ-11		7,95		33,5		1	6,7	±6x1,5
227	2Т В.Рогачик	ТМН-4000/35	1981	4		4	35		11	УН/Δ-11		7,93		33,5		1	6,7	±6x1,5
228	1Т ПС Ивановская	ТМ-2500/35	1971	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11		6,11		26		1,1	5,1	±2x2,5
229	2Т ПС Ивановская	ТМН-4000/35	1987	4		4	35		11	У/Δ-11		7,28		33,5		1	6,7	±2x2,5
230	1Т ПС Дружбовская	ТМ-4000/35	1973	4		4	35		11	У/Δ-11		8,01		33,5		1	6,7	±2x2,5
231	1Т ПС Благодатская	ТМ-2500/35	1972	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11		8,09		26		1,1	5,1	±2x2,5
232	2Т ПС Благодатская	ТМ-2500/35	1972	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11		6,21		26		1,1	5,1	±2x2,5
233	1Т ПС Трофимовская	ТМ-2500/35	1972	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11		6,12		26		1,1	5,1	±2x2,5
234	1Т ПС Фрунзенская	ТМ-4000/35	1979	4		4	35		11	У/Δ-11		7,32		33,5		1	6,7	±2x2,5
235	1Т ПС Н-Серогозы	ТМН-4000/35	1984	4		4	35		11	У/Δ-11		7,28		33,5		1	6,7	±8x1,5
236	2Т ПС Н-Серогозы	ТМ-2500/35	1970	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11		6,11		26		1,1	5,1	±2x2,5
237	1Т ПС Степная	ТМ-2500/35	1981	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11		6,03		26		1,1	5,1	±2x2,5
238	2Т ПС Степная	ТМ-1600/35	1965	1,6		1,6	35		10,5	У/Δ-11		6,41		26		1,1	5,1	±2x2,5
239	1Т ПС П-Покровка	ТМ-2500/35	1985	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11		6,59		26		1,1	5,1	±2x2,5
240	2Т ПС П-Покровка	ТМ-2500/35	1981	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11		6,16		26		1,1	5,1	±2x2,5
241	1Т ПС Верби	ТМ-1600/35	1967	1,6		1,6	35		10,5	У/Δ-11		6,45		22		1,1	5,38	±2x2,5
242	2Т ПС Верби	ТМ-2500/35	1980	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11		6,23		26		1,1	5,1	±2x2,5
243	1Т ПС КХП	ТМ-2500/35	1980	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11		6,45		26		1,1	5,1	±2x2,5
244	2Т ПС КХП (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМ-2500/35	1981	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11								
245	1Т ПС Лесная	ТМН-4000/35	2013	4		4	35		10,5	У/Δ-11		7,38		33,58		0,13	3,67	±4x2,5
246	2Т ПС Лесная	ТМН-6300/35	1985	6,3		6,3	35		10,5	У/Δ-11		7,28		45,2		0,66	7,38	±6x1,5
247	1Т ПС Раденская	ТМН-2500/35	1984	2,5		2,5	35		11	У/Δ-11		6,48		22,3		1,22	5,43	±6x1,5
248	1Т ПС Б.Копани	ТМН-2500/35	1969	2,5		2,5	35		11	У/Δ-11		6,5		22,3		1,21	5,58	±6x1,5
249	2Т ПС Б.Копани	ТМН-4000/35	1983	4		4	35		11	У/Δ-11		6,48		22,3		1,24	5,47	±6x1,5
250	1Т ПС Тарасовка	ТМ-1000/35	1971	1		1	35		10,5	У/Δ-11		6,33		18,5		1,13	4,81	±2x2,5
251	2Т ПС Тарасовка	ТМН-2500/35	1988	2,5		2,5	35		11	У/Δ-11		6,63		22,8		1,25	5,53	±4x2,5
252	1Т ПС Брилевка	ТМ-4000/35	1968	4		4	35		10,5	У/Δ-11		7,82		22,4		1,22	5,42	±2x2,5
253	2Т ПС Брилевка	ТМН-4000/35	1983	4		4	35		11	У/Δ-11		7,38		22,3		1,87	5,25	±6x1,5
254	1Т ПС Подокалиновка (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМ-2500/35	1980	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11		6,45		26		1,1	5,1	±2x2,5
255	2Т ПС Подокалиновка	ТМ-1600/35	1984	1,6		1,6	35		10,5	У/Δ-11		6,47		22,3		1,23	5,38	±2x2,5
256	1Т ПС Ст.Маячка	ТМ-2500/35	1970	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11		6,45		26		1,1	5,1	±2x2,5
257	2Т ПС Ст.Маячка	ТМ-1600/35	1986	1,6		1,6	35		10,5	У/Δ-11		6,25		23,2		1,24	5,22	±2x2,5
258	1Т ПС Н.Маячка	ТМ-4000/35	1979	4		4	35		10,5	У/Δ-11		7,82		22,4		1,22	5,42	±2x2,5
259	2Т ПС Н.Маячка	ТМ-4000/35	1979	4		4	35		10,5	У/Δ-11		7,78		22,7		1,26	5,24	±2x2,5

260	1Т ПС К.Лагеря	ТМ-2500/35	1967	2,5		2,5	35		10,5	У/Δ-11		5,96		21,9		1,25	5,42	±2×2,5
261	2Т ПС К.Лагеря	ТМН-2500/35	1986	2,5		2,5	35		11	У/Δ-11		6,83		22,7		1,27	5,26	±6×1,5
262	1Т ПС Костогрызово	ТМ-1600/35	1976	1,6		1,6	35		10,5	У/Δ-11		6,37		22,8		1,22	5,3	±2×2,5
263	2Т ПС Костогрызово	ТМ-1600/35	1969	1,6		1,6	35		10,5	У/Δ-11		6,25		23,2		1,24	5,22	±2×2,5
264	1Т ПС Мост (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМ-4000/35	1978	4		4	35		10,5	У/Δ-11								
265	1Т ПС Стрелковое	ТМН-6300/35	2009	6,3		6,3	35		10	У/Д-11		7,5		46,5		0,8	8,0	±4×2,5
266	2Т ПС Стрелковое	ТМН-4000/35	1986	4		4	35		11	У/Д-11		8,02		33,5		0,9	5,6	±8×1,5
267	2Т ПС Стрелковое (пошкоджений)	ТМН-4000/35	2012	4		4	35		10,5	У/Д-11		7,26		33,5		0,9	5,6	±4×2,5
268	1Т ПС Счастливецво	ТДНС-10000/35	1978	10		10	36,7		11	Ун/Д-11		8		60,1		0,75	11,5	±8×1,5
269	1Т ПС Генгорка	ТМН-4000/35	1988	4		4	35		10,5	Ун/Д-11		7,12		33,5		0,9	5,6	±4×2,5
270	2Т ПС Генгорка	ТМН-4000/35	1985	4		4	35		10,5	Ун/Д-11		7,99		33,5		0,9	5,43	±8×1,5
271	1Т ПС Геническая	ТДНС-10000/35	1991	10		10	36,7		11	Ун/Д-11		7,99		60		0,8	12	±8×1,5
272	2Т ПС Геническая	ТДНС-10000/35	2014	10		10	36,7		11	Ун/Д-11		7,91		60		0,8	12	±8×1,5
273	1Т ПС Приазовская	ТМ-4000/35	1979	4		4	35		10,5	Ун/Д-11		7,89		33,5		0,9	5,6	±2×2,5
274	2Т ПС Приазовская	ТМН-2500/35	1990	2,5		2,5	35		11	Ун/Д-11		6,62		11,6		1	3,7	±4×2,5
275	1Т ПС Озеряне	ТМН-2500/35	1985	2,5		2,5	35		11	У/Д-11		6,78		26,7		1	3,7	±4×2,5
276	1Т ПС Н-Григорьевская	ТМ-2500/35	1974	2,5		2,5	35		10,5	Ун/Д-11		6,11		26,7		1	3,7	±2×2,5
277	2Т ПС Н-Григорьевская	ТМН-1000/35	1973	1		1	35		10,5	У/Д-11		6,38		11,6		1,4	2,1	±6×1,5
278	1Т ПС Викторовка	ТМН-2500/35	1972	2,5		2,5	35		11	Ун/Д-11		3,64		26,7		1	3,7	±4×2,5
279	2Т ПС Викторовка (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМН-2500/35		2,5		2,5	35		11	Ун/Д-11								
280	1Т ПС Петровская	ТМ-2500/35	1968	2,5		2,5	35		11	Ун/Д-11		5,97		26,7		1	3,7	±2×2,5
281	1Т ПС Партизаны	ТМ-4000/35	1971	4		4	35		10,5	Ун/Д-11		7,98		33,5		0,9	5,6	±2×2,5
282	1Т ПС Чонгар	ТМ-2500/35	1972	2,5		2,5	35		11	Ун/Д-11		6,06		26,7		1	3,7	±2×2,5
283	2Т ПС Чонгар	ТМ-2500/35	1978	2,5		2,5	35		11	Ун/Д-11		6,22		26,7		1	3,7	±2×2,5
284	1Т ПС Богдановка	ТМ-2500/35	1987	2,5		2,5	35		10	У/Δ-11		6,28		25		1,1	4,2	±2×2,5
285	1Т ПС Заозерное	ТМН-2500/35	1977	2,5		2,5	35		11	У/Δ-11		6,67		26,7		1	3,7	±4×1,25%
286	1Т ПС Каменка	ТМН-2500/35	1973	2,5		2,5	35		10	У/Δ-11		6,65		26,48		1	3,7	±8×1,5
287	2Т ПС Каменка	ТМ-2500/35	1963	2,5		2,5	35		10	У/Δ-11		5,88		25,2		1,1	4,8	±2×2,5
288	1Т ПС Коробки	ТМН-2500/35	1984	2,5		2,5	35		10	У/Δ-11		6,63		26,2		1	3,7	±6×1,5
289	2Т ПС Коробки																	
290	1Т ПС Кр.Перекоп	ТМ-1600/35	1972	1,6		1,6	35		10	Ун/Δ-11		6,6		22		1,22	5,2	±2×2,5
291	2Т ПС Кр.Перекоп	ТМ-2500/35	1970	2,5		2,5	35		10	Ун/Δ-11		5,88		26		1	5,1	±2×2,5
292	1Т ПС Кр.Херсонщины	ТМ-6300/35	1980	6,3		6,3	35		10	У/Δ-11		7,95		44,5		0,8	6,2	±2×2,5
293	2Т ПС Кр.Херсонщины	ТМ-4000/35	1980	4		4	35		10	Ун/Δ-11		7,69		32,2		0,9	5,6	±2×2,5

294	1Т ПС Любимовка	ТМН-4000/35	1986	4		4	35		10	Y/Δ-11		7,15		33,5		0,9	5,4	±4x1,5%
295	2Т ПС Любимовка	ТМН-4000/35	1986	4		4	35		10	Y/Δ-11		7,2		33,5		0,9	5,39	±4x1,5%
296	1Т ПС НС-3 МК	ТМ-1000/35	1955	1		1	35		10	Y/Δ-11		6,4		19,2		1,13	4,79	±1×5
297	2Т ПС НС-3 МК	ТМ-1600/35	1973	1,6		1,6	35		0,4	Y-Y-0		6,5		22		1,22	4,2	±2×2,5
298	1Т ПС НС-5 МК	ТМ-2500/35	1970	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,27		25,3		1,1	5,1	±2×2,5
299	2Т ПС НС-5 МК	ТМ-1000/35	1973	1		1	35		0,4	Y-Y-0		6,78		18,9		1,13	2,8	±2×2,5
300	3Т ПС НС-5 МК	ТМ-1000/35	1973	1		1	35		0,4	Y-Y-0		6,78		19		1,13	2,8	±2×2,5
301	1Т ПС НС-6 Р-1-1	ТМ-1600/35	1973	1,6		1,6	35		10	Yн/Δ-11		6,26		21,6		1,22	4,1	±2×2,5
302	1Т ПС Р. Люксембург	ТМ-2500/35	1979	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		7,48		26		1,1	5,2	±2×2,5
303	1Т ПС Тавричанка	ТМН-2500/35	1986	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,57		26,2		1	5,2	±8×1,5
304	2Т ПС Тавричанка	ТМН-2500/35	1983	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,85		26		1	3,9	±8×1,5
305	1Т ПС Черноморовка	ТМ-2500/35	1969	2,5		2,5	35		10	Yн/Δ-11		5,88		22		1,1	5,1	±2×2,5
306	1Т ПС Чернянка	ТМН-4000/35	1990	4		4	35		10	Y/Δ-11		7,15		32,8		0,9	5,2	±8×1,5
307	2Т ПС Чернянка	ТМН-4000/35	1990	4		4	35		10	Y/Δ-11		7,2		34		0,9	5,4	±8×1,5
308	1Т ПС Ретранслятор	ТМ-6300/35	1985	6,3		6,3	35		10	Y/Δ-11		7,48		44,2		0,8	5,5	±2×2,5
309	1Т ПС Каховка	ТДНС-10000/35	1978	10		10	35		6	Yн/Δ-11		7,95		60		0,75	11,5	±8×1,5
310	2Т ПС Каховка	ТД-15000/35	1952	15		15	35		6	Yн/Δ-11		8,55		48		0,7	14,3	±2×2,5
311	3Т ПС Каховка	ТМН-6300/35	1976	6,3		6,3	35		10	Y/Δ-11		7,69		43,2		0,8	10,9	±8×1,5
312	4Т ПС Каховка	ТМН-6300/35	1976	6,3		6,3	35		10	Y/Δ-11		7,69		43,2		0,8	10,86	±8×1,5
313	1Т ПС Константиновка	ТМ-2500/35	1970	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		5,09		26		1,1	5,2	±2×2,5
314	2Т ПС Константиновка	ТМ-2500/35	1976	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,65		26		1,1	5,2	±2×2,5
315	2Т ПС Ольгино	ТМН-2500/35	1988	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		7,12		26,2		1	5,1	±4x1,25%
316	1Т ПС Каиры	ТМН-2500/35	1985	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,59		25,8		1	5,1	±4x1,25%
317	1Т ПС Горностаевка	ТМН-4000/35	1991	4		4	35		10	Y/Δ-11		6,62		33,1		0,9	5,4	±4x1,25%
318	2Т ПС Горностаевка	ТМН-2500/35	1985	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,69		26		1	5,1	±8×1,5
319	1Т ПС Б.Благовещенская	ТАМ-1800/35	1961	1,8		1,8	35		10	Y/Δ-11		5,97		24		1,2	5,7	±1×5
320	2Т ПС Б.Благовещенская	ТМН-2500/35	1987	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,04		26		1	5,1	±8×1,5
321	1Т ПС ГОС (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМ-1800/35	1974	1,8		1,8	35		10	Y/Δ-11								
322	2Т ПС ГОС (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМ-2500/35	1974	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11								
323	1Т ПС Голопристанская	ТДНС-16000/35	2008	16,0		16,0	35		10,5	y/д-11		8		90		0,6	21	±8×1,5
324	2Т ПС Голопристанская	ТДНС-10000/35	2013	10,0		10,0	35		10,5	y/д-11		7,5		65		0,8	14,5	±8×1,5
325	1Т ПС Ж.Порт	ТДНС-10000/35	1991	10,0		10,0	35		11	y/д-11		7,5		65		0,8	14,5	±8×1,5
326	2Т ПС Ж.Порт	ТДНС-10000/35	1991	10,0		10,0	35		11	y/д-11		7,5		65		0,8	14,5	±8×1,5

327	2Т ПС Н.Збурьевская	ТМН-2500/35	1985	2,5		2,5	35		10,5	у/д-11		6,45		25		1,1	5,1	±8×1,5
328	2Т ПС Б.Кардашинська	ТМ-4000/35	1979	4,0		4,0	35		10,5	у/д-11		7,5		33,5		1	6,7	±2×2,5
329	2Т ПС Гладковская	ТМН-2500/35	1988	2,5		2,5	35		11	у/д-11		6,45		25		1,1	5,1	±4×2,5
330	1Т ПС Геройская	ТМ-2500/35	1973	2,5		2,5	35		10,5	у/д-11		6,45		25		1,1	5,1	±2×2,5
331	1Т ПС М.Копанская	ТМ-2500/35	1973	2,5		2,5	35		10,5	у/д-11		6,45		25		1,1	5,1	±2×2,5
332	1Т ПС Долматовская	ТМ-4000/35	1973	4,0		4,0	35		10,5	у/д-11		7,5		33,5		1	6,7	±2×2,5
333	2Т ПС Долматівська	ТМ-2500/35	1980	2,5		2,5	35		10,5	у/д-11		6,5		25		1,1	5,1	±2×2,5
334	1Т ПС Сов.Азербайджан	ТМН-2500/35	1987	2,5		2,5	35		11	у/д-11		6,69		25		1,1	5,1	±4×2,5
335	1Т ПС Коминтерновская	ТД-5600/35	1975	5,6		5,6	35		10,5	у/д-11		7,99		57		4,5	18,5	±2×2,5
336	2Т ПС Коминтерновская	ТМ-4000/35	1979	4,0		4,0	35		10,5	у/д-11		7,99		33,5		1	6,7	±2×2,5
337	1Т ПС В.Дружина	ТМ-2500/35	1975	2,5		2,5	35		10,5	у/д-11		6,5		25		1,1	5,1	±2×2,5
338	1Т ПС Бехтерська	ТМН-2500/35	1991	2,5		2,5	35		10,5	у/д-11		7,99		25		1,1	5,1	±4×2,5
339	2Т ПС Бехтерская	ТМ-2500/35	1974	2,5		2,5	35		10,5	у/д-11		7,99		25		1,1	5,1	±2×2,5
340	1Т ПС Памятное	ТМН-2500/35	1991	2,5		2,5	35		10,5	у/д-11		6,5		25		1,1	5,1	±4×2,5
341	1Т ПС Б.Остров	ТМН-4000/35	1983	4,0		4,0	35		10,5	у/д-11		7,5		33,5		1	6,7	±8×1,5
342	1Т ПС Большевик	ТМН-4000/35	1987	4,0		4,0	35		10,5	у/д-11		6,45		33,5		1	6,7	±4×2,5
343	1Т ПС Скадовская	ТДНС-10000/35	1992	10		10	36,75		10,5	Ун/Д-11		7,58						±8×1,5%
344	2Т ПС Скадовская	ТДНС-10000/35	1980	10		10	36,75		10,5	Ун/Д-11		7,99						±8×1,5%
345	1Т ПС Красная	ТМ-4000/35	1973	4		4	35		10,5	Ун/Д-11		7,8						±2×2,5%
346	2Т ПС Красная	ТМ-4000/35	1980	4		4	35		10,5	Ун/Д-11		7,68						±2×2,5%
347	1Т ПС Новороссийская	ТМ-2500/35	1978	2,5		2,5	35		10,5	Ун/Д-11		6,18						±2×2,5%
348	2Т ПС Новороссийская	ТМ-2500/35	1978	2,5		2,5	35		10,5	Ун/Д-11		6,13						±2×2,5%
349	1Т ПС Молодежная	ТМН-6300/35	1985	6,3		6,3	35		11	Ун/Д-11		7,69						±8×1,5%
350	2Т ПС Молодежная	ТМН-4000/35	1980	4		4	35		11	Ун/Д-11		7,7						±6×1,5%
351	1Т ПС Н.Новониколаевка	ТМ-2500/35	1980	2,5		2,5	35		10,5	Ун/Д-11		6,15						±2×2,5%
352	2Т ПС Н.Новониколаевка	ТМН-4000/35	1982	4		4	35		11	Ун/Д-11		7,89						±6×1,5%
353	1Т ПС Михайловка	ТМ-2500/35	1983	2,5		2,5	35		10,5	У/Д-11		6,35						±2×2,5%
354	1Т ПС Широкая	ТМН-2500/35	1991	2,5		2,5	35		11	Ун/Д-11		6,74						±4×2,5%
355	1Т ПС Приморская	ТМН-2500/35	1985	2,5		2,5	35		11	У/Д-11		6,63						±8×1,25%
356	2Т ПС Приморская	ТМ-4000/35	1977	4		4	35		10,5	У/Д-11		8,04						±2×2,5%
357	1Т ПС Береговая	ТМН-2500/35	1988	2,5		2,5	35		11	Ун/Д-11		6,7						±4×2,5%
358	2Т ПС Береговая	ТМН-2500/35	1987	2,5		2,5	35		11	Ун/Д-11		6,52						±4×2,5%
359	1Т ПС Грушевка	ТМ-2500/35	1971	2,5		2,5	35		10,5	Ун/Д-11		6,13						±2×2,5%
360	2Т ПС Грушевка	ТМ-1600/35	1984	1,6		1,6	35		10,5	Ун/Д-11		6,28						±2×2,5%
361	1Т ПС Таврия	ТМ-2500/35	1980	2,5		2,5	35		10,5	Ун/Д-11		6,34						±2×2,5%
362	2Т ПС Таврия	ТМН-4000/35	1993	4		4	35		11	Ун/Д-11		7,27						±4×2,5%

363	1Т ПС Птаховка	ТМ-2500/35	1984	2,5		2,5	35		10,5	Ун/Д-11		6,26							±2×2,5%
364	1Т ПС Морская	ТМ-2500/35	1980	2,5		2,5	35		10,5	Ун/Д-11		6,15							±2×2,5%
365	2Т ПС Морская	ТМН-4000/35	1980	4		4	35		11	Ун/Д-11		7,5							±6×1,5%
366	1Т ПС НС-319 (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМ-2500/35	1970	2,5		2,5	35		10,5	Ун/Д-11									

18.2. Технічний стан повітряних ліній 35-150 кВ

В АТ «Херсонобленерго» експлуатується 29 повітряних ліній класу напруги 150 кВ протяжністю по трасі складає 925,293 км, по ланцюгам 1062,653 км. Данні ПЛ являються системообразуючими транзитними та виконують основне живлення енергосистеми області.

Аналіз технічного стану повітряних ліній 150 кВ, виконується відповідно до діючих «СОУ-Н ЕЕ 20.502:2007 Повітряні лінії електропередавання напругою 35 кВ і вище». Технічний стан у наведено у табл. 1.

Табл. 1 Технічний стан ПЛ-150 кВ.

Район	Всього, км	Добре, км	Потребує капремонту	Потребує реконструкції	Потребує повної заміни
СВЕМ	925,293	798,853	11,2	115,24	0
РАЗОМ	925,293	798,853	11,2	115,24	0

п/п	Назва ПЛ	Рік введення в експлуатацію	Марка і переріз проводу	Загальна довжина по трасі, км	Довжина по ланцюгам, км
1	2	3	4	5	6
1	ХТЭЦ-Коммунальная	1954	АС-185 (42-96-9,46км) АС-300 (1-42-7,22км)	18,68	18,68
2	ХНПЗ-Коммунальная	1954	АС-185	16,66	16,66
3	ХНПЗ-П.Покровск	1954	АС-185	30,93	30,93
4	КГЭС-Никольская Л-66	1954 1957 1978	АСУ-300 (1-37) АС-185 (37-309)	50,51	50,51
5	Нефтепровод-КГЭС Л-68	1956	АС-300	54,75	54,75
6	Нефтепровод-КГЭС Л-69	1952	АС-185 (327-662) АС-300 (662-670)	65,31	65,31
7	КГЭС-Никольская Л-64	1957	АСУ-300 (1-27;30-46) БП-150 (27-30)	13,59	13,59
8	отп. от ВЛ-154 кВ Нефтепровод-КГЭС Л-68 к ПС Бериславская	1984	АС-150	6,91	6,91
9	отп. от ВЛ-154 кВ Нефтепровод-КГЭС Л-69 к ПС Бериславская	1984	АС-150	6,99	6,99
10	Никольская-ХТЭЦ	1954	АС-185 (1-65,	24	24

			68-112) АСУ-300 (65-68)		
11	Херсонская-ХНПЗ 1,2	1973	АСО-300	22,91	45,82
12	Виноградово-Чулаковка	1974	АС-150	56,74	56,74
13	КрТЭС-Трифоновка 1,2	1978	АС-300 (1-41) АС-150 (41-264)	45,76	91,52
14	Цюрупинск-Чулаковка	1974	АС-185	63,9	63,9
15	Каховская 330- Цюрупинск	1980	АС-185	59,83	59,83
16	КГЭС 1-Каховская 330 Л-65	1956	АС-300	3,08	3,08
17	КГЭС 2-Каховская 330 Л-67	1956	АС-300	3,09	3,09
18	Каховская 330-ГНС1,2- КОС	1970	АСО-400	25,15	50,3
19	отп. к ПС СОС от ВЛ- 154 кВ Каховская 330- ГНС1,2-КОС	1990	АСУ-400	2,81	5,62
20	Дудчино-Н.Троицк	1963 1970	АС-185	66,09	66,09
21	Каховская 330-Дудчино	1963 1970	АС-300 (1-118) АС-185 (118- 190)	43,38	43,38
22	Каховская 330- Виноградово	1964	АС-185	58,682	58,682
23	отп. от ХНПЗ- Карантинная к ПС "Промышленная"	1976	АС-185	2,53	5,06
24	Н.Троицк-Н.Тимофеевка	1977	АС-240	37,78	75,56
25	Н.Троицк-Н.Алексеевка	1966	АС-150	33,85	33,85
26	Н.Троицк-Партизаны	1970	АС-150	47,15	47,15
27	Рубановка-Чкалово- Б.Белозерка	1975	АС-120	62,87	62,87
28	отп. К ПС Нова от ВЛ- 154 кВ Каховская330- Титан	2016	АС-300	0,941	0,941
29	отп. к ПС Промбаза от ВЛ-154 кВ Каховская 330-ГНС-КОС	1990	АС-400	0,42	0,84

В АТ «Херсонобленерго» експлуатується 427 повітряних ліній класу напруги 35 кВ протяжністю 4074,700 км. Данні ПЛ виконують основне живлення енергосистеми області.

Аналіз технічного стану повітряних ліній 35 кВ, виконується відповідно до діючих «СОУ-Н ЕЕ 20.502:2007 Повітряні лінії електропередавання напругою 35 кВ і вище». Технічний стан у розрізі підрозділів наведено у табл. 1.

Табл. 1 Технічний стан у розрізі підрозділів:

Найменування групи	Всього, км	Добре, км	Капітальний ремонт, км	Реконструкція, км	Заміна, км
Херсонська	363,594	355,194	8,4	0	0
Н.Каховська	286,670	281,970	4,7	0	0
Каховська	922,299	914,299	8,0	0	0
Н.Троїцька	895,247	854,257	5,0	35,99	0
В.Олександрівська	465,750	453,350	12,4	0	0
Голопристанська	528,310	522,310	6,0	0	0
Чаплинська	612,830	612,830	0	0	0
РАЗОМ	4074,700	3994,21	44,50	35,99	0

№ п/п	Назва ПЛ	Рік введення в експлуатацію	Марка і переріз проводу	Загальна довжина по трасі, км	Довжина по ланцюгам, км
1	2	3	4	5	6
1	ХНПЗ-Промышленная с отп. на ПС "Комбайновая"	1960	АС-185	15,46	25,164
2	Промышленная-Карантинная	1960	АС-185	5,79	11,58
3	отп. к ПС "Сухарная" от ВЛ-35 кВ Промышленная-Карантинная	1974	АС-185	0,47	0,94
4	ХНПЗ-Строительная 1,2	1970	АС-150	2,54	5,08
5	отп. На ПС «Северная» от ВЛ-35 кВ «ХНПЗ-Строительная 1,2»	1970	АС-95	1,89	3,78
6	ХТЭЦ-Консервная	1965	АС-185	1,66	2,62
7	Киндийская-ХТЭЦ	1961	АС-185	3,07	3,07
8	ХТЭЦ-Комсомольская 1,2	1957	АС-185	5,57	11,14
9	Цюрупинская-Киндийская	1961	АС-185	16,9	16,9

10	Карантинная-Бетонверфь	1961	АС-185	2,04	4,08
11	ХНПЗ-Очистные сооружения	1973	АС-150	6,32	12,64
12	отп. К ПС ТОК от ХНПЗ-Очистные сооружения	1982	АС-95	0,05	0,1
13	Восточное-Солнечное	1978	АС-95	8,01	8,01
14	Антоновка-Дарьевка	1967	АС-95	14,96	14,96
15	отп. к ПС Садово от ВЛ-35 кВ Антоновка-Дарьевка	1988	АС-120	2,57	2,57
16	Очистные соор.-Камышаны	1977	АС-95	4,29	4,29
17	Камышаны-Белозерка	1982	АС-95	5,37	5,37
18	ХНПЗ-Чернобаевка	1977	АС-95	2,51	2,51
19	Чернобаевка-Торговая	1977	АС-95	2,21	2,21
20	отп. К ПС Торговая от ВЛ-35 кВ Кисилевка-Музыковка	1977	АС-95	1,77	1,77
21	ХНПЗ-МИС 1,2	1977	АС-150	12,66	25,32
22	П.Покровка-Кисилевка	1961	АС-95	14,49	14,49
23	Киселевка-Музыковка	1960	АС-95	16,11	16,11
24	Музыковка-Восточная	1976	АС-95	9,87	9,87
25	П.Покровка-Правдино	1974	АС-120	8,99	8,99
26	Правдино-Советская	1974	АС-120	8,2	8,2
27	Советская-Александровка	1974	АС-120 (28-98) АС-150 (1-28;98-126)	22,01	22,01
28	Александровка-Станислав	1974	АС-120	9,4	9,4
29	Станислав- Ш.Балка	1974	АС-120	6,3	6,3
30	П.Покровская-Советская	1981	АС-95	10,29	10,29
31	Советская-Прогресс	1981	АС-95	17,04	17,04
32	Прогресс-Ш.Балка	1981	АС-70	9	9
33	Прогресс-НС-2	1983	АС-120 (1-10) АС-95 (10-72)	9,02	9,02
34	Белозерка-НС-2	1983	АС-120 (1-9) АС-95 (9-38)	4,07	4,07
35	Белозерка-Г.Велетень	1985	АС-95 (1-15) АС-120 (15-98)	11,17	11,17
36	отп к ПС Г.Велетень от ВЛ-35 кВ Белозерка-НС-2	1983	АС-120	9,64	9,64

37	П.Покровка-Копани 1.2	1973	АС-95	5,47	10,94
38	Ингулецкая-Дарьевка	1975	АС-120	6,96	6,96
39	Орловская-Токаревская	1976	АС-120 (1-22) АС-95 (22-38)	4,44	4,44
40	Никольская-Орловская	1976	АС-120	6,97	6,97
41	Никольская-Ингулецкая	1975	АС-120	21,51	21,51
42	Ингулец-Кирово	1978	АС-70	9,85	9,85
43	Тягинская-Токаревская	1970	АС-120 (1-21), АС-95 (21-61)	10,82	10,82
44	Каховская 330-Чернянка	977	АС-120	15,35	15,35
45	Каховская 330-Коробки	1963 1979	АС-120 (1-9; 14- 64) АС-185 (9-14)	8,66	8,66
46	Каховская 330-Речпорт	1984	АС-120 (1-25) АС-150 (25-31)	3,5	3,5
47	Каховская 330-Казацкое	1970	АС-120 (1-43; 53- 58) АС-185 (47- 52) АС-240 (52- 53) АС-300 (43- 47)	8,2	8,2
48	Каховская 330-Зареченская	1970	АС-120 (1-43; 53-99) АС-185 (47-52) АС-240 (52-53) АС-300 (43-47)	15,66	15,66
49	Зареченская-Львовская	1970	АС-120	10,02	10,02
50	Львовская-Тягинская	1970	АС-120	10,4	10,4
51	Каховская 330-Щорса 1,2	1972	АС-240	2,19	4,38
52	зах.-вых. к ПС "Основа" от ВЛ-35 кВ Щорса- Рыбопитомник	1992	АС-120	1,27	2,54
53	отп. к ПС "Основа" от ВЛ- 35 кВ Каховская 330- Зареченская	1965	АС-95	2,55	2,55
54	Заря-НС 101	1977	АС-120	3,96	3,96
55	НС101-Казацкая	1977	АС-120	8,14	8,14
56	отп. к ПС Высоковская от ВЛ-35 кВ Тамарино- Вишневая	1974	АС-70 развор. (№ 1-66, 67- 94) АС- 120 (66-67)	11,19	11,19
57	Трифоновка-Космос 1.2	1978, 1979, 1986	АС-120	37,6	75,2

58	Н.Каирская-ГНС Орошение- Надднепрянский	1980	АС-70	6,71	6,71
59	отп. к НСП Орошение Наднепрянский от ВЛ-35 кВ Н.Каирская-ГНС орошение- Наднепрянский	1988	АС-70	0,26	0,26
60	отп. К ПС Орошение «Славутич» от ВЛ-35 кВ Бериславская-Костырка	1987	АС-70	4,77	4,77
61	Бериславская-НС 102	1990	АС-120	8	8
62	НС 102 — Раковская	1970	АС-95	13,93	13,93
63	Раковская-Высоковская	1970	АС-50 (55-74; 75- 124) АС-95 (1- 55) АС-120 (74- 75)	19,08	19,08
64	отп. К ПС Заря от ВЛ-35 кВ Бериславская-НС 102	1970	АС-120	1	1
65	Бериславская-Заря	1971	АС-120	4,07	4,07
67	Берислав-Костырка	1971 1986	АС-120	17,89	17,89
68	Костырка-Кр.Маяк	1971 1980	АС-120	15,61	15,61
69	Кр.Маяк-Новорайск	1971	АС-120	11,84	11,84
70	Н.Райск-Космос	1971	АС-120	7,14	7,14
71	Космос-Н.Каиры	1971	АС-120	13,42	13,42
72	Н.Каиры-Софиевская	1971	АС-120	12,19	12,19
73	Софиевская-Качкаровская	1971	АС-95	15,46	15,46
74	Качкаровская- Червонофлотец	1971	АС-95	16,97	16,97
75	Бериславская-Змеевская	1995	АС-120	16,18	16,18
76	Змеевская-НСП Коммунист	1988	АПС-120	7,73	7,73
77	отп. к НСП Коммунист от ВЛ-35 кВ Бериславская- Костырка	1987	АС-50 (1-42) АС-70 (42-58)	7,28	7,28
78	Промбаза-Каховка 1,2	1974	АС-120	1,52	3,04
79	Дудчино-НС-8 по МК (Дудчино-Подовое)	1972	АС-95	2,52	2,52
80	НС-8 по МК-Кр.Перекоп (Дудчино-Подовое)	1972	АС-95	12,21	12,21

81	Дудчино-НС-12 по МК (Дудчино-Подовое)	1974	АС-95 (1-36) АС-120 (36-101) АС-150 (101-187)	12,38	12,38
82	НС-12 по МК-НС-14 по МК (Дудчино-Подовое)	1974	АС-120	4,34	4,34
83	НС-14 по МК-НС-17а по МК (Дудчино-Подовое)	1974	АС-120	7,37	7,37
84	Отп. к НС-11 по МК от НС-12 по МК-НС-14 по МК (Дудчино-Подовое)	1983	АС-120	0,41	0,41
85	Отп. к НС-13 по МК от НС-14 по МК-НС-17а по МК (Дудчино-Подовое)	1983	АС-70	0,02	0,02
86	Отп. к НС-15 по МК от НС-14 по МК-НС-17а по МК (Дудчино-Подовое)	1976	АС-120	0,19	0,19
87	Отп. к НС-16 по МК от ВЛ-35 кВ НС-14 по МК-НС 17а по МК (Дудчино-Подовое)	1976	АС-120	0,2	0,2
88	НС-16 по МК-Заозерное	1972	АС-70	3,93	3,93
89	Дудчино-К.Владимировка	1970	АС-70 и АС-95 (18-58) АС-120 (1-17); АС-50 ф.АС(39-48); АС-95 ф.В(39-48); АС-95 (48-73); АС-50 (73-115)	21,89	21,89
90	Р-2 - К.Владимировка	1988	АС-120	1,81	1,81
91	Дудчино-Тавричанка	1972	АС-120	7,83	7,83
	отп. К НС-1 по Р-2 от Дудчино-Тавричанка	1972	АС-120	0,025	0,05
	Тавричанка-А.Нова	1975	АС-120	13,38	13,38
92	ГНС-НС 1 по МК (Орошение1,Орошение2)	1972	АС-185 (25-30); АС-120 (1-24; 31-63)	9,48	18,96
93	Отп. к ПС Любимовка от ГНС-НС1 по МК (Орошение1,2)	1986	АС-120	7,3	14,6
94	Черная Долина-НС 13 по Р-1	1977	АС-120	9,36	9,36
95	НС 6 по Р-1-1-Богдановка	1988	АС-120	5,1	5,1
96	Богдановка-Черная Долина	1984	АС-120	9,35	9,35
97	Отп. к НС-1 по Р-1-1 от Дудчино-Черноморовка	1976	АС-120	0,04	0,04

98	Отп. к НС-2 по Р-1-1 от Дудчино-Черноморовка	1976	АС-120	0,1	0,1
	Отп. к НС-3 по Р-1-1 от Дудчино-Черноморовка	1980	АС-120	0,03	0,03
99	Отп. к НС-4 по Р-1-1 от Дудчино-Черноморовка	1974	АС-120	0,1	0,1
100	Отп. к НС-5 по Р-1-1 от Дудчино-Черноморовка	1982	АС-120	0,04	0,04
101	Черноморовка-НС 6 по Р-1-1	1974	АС-120	8,36	8,36
102	Дудчино-Черноморовка	1979	АС-120	26,13	26,13
103	Отп. К НС-14 по Р-1 от Черная Долина-НС 13 по Р-1	1974	АС-120	0,06	0,12
104	Отп. К НС-16 по Р-1 от Черная Долина-НС 13 по Р-1	1974	АС-120	0,04	0,08
105	отп.к НС 13 по Р-1 от Каменка-Краса Херсонщины	1974	АС-120	11,93	11,93
106	Отп. к НС-9 по Р-1 от отп.к НС 13 по Р-1	1985	АС-120	0,03	0,03
107	Отп. к НС-10 по Р-1 от отп.к НС 13 по Р-1	1974	АС-120	0,06	0,12
108	Отп. к НС-11 по Р-1 от отп.к НС 13 по Р-1	1974	АС-120	0,07	0,07
109	Отп. к НС-12 по Р-1 от отп.к НС 13 по Р-1	1983	АС-120	0,02	0,02
110	отп. К ПС Каменка от Каховская 330-Коробки (ГПП-Дудчино)	1979	АС-120	4,61	4,61
111	Отп. К НС-8 по Р-1 от Каменка-Краса Херсонщины	1974	АС-120	0,125	0,125
112	Отп. К НС-7 по Р-1 от Каменка-Краса Херсонщины	1978	АС-95	0,16	0,16
113	Каменка-Краса Херсонщины (ГПП-Дудчино)	1979	АС-120	8,11	8,11
114	Краса Херсонщины-НС-6 по Р-1 (ГПП-Дудчино)	1979	АС-120	0,94	0,94
115	НС 6 по Р-1-НС 2 по МК	1974	АС-120	8,88	8,88

116	Дудчино-НС 5 по МК	1974	АС-120	11,17	11,17
117	НС 5 по МК-НС 2 по МК	1977	АС-120	8,5	8,5
118	Отп. к НС-10 по МК от Дудчино-НС 5 по МК	1978	АС-120	0,18	0,18
119	Отп. к НС-7 по МК от Дудчино-НС 5 по МК	1975	АС-120	0,2	0,2
120	Отп. к НС-6 по МК от Дудчино-НС 5 по МК	1973	АС-120	0,06	0,12
121	отп. к НС-4 по МК от НС 5 по МК-НС 2 по МК	1984	АС-120	0,19	0,19
122	отп. к НС-3 по МК от НС 5 по МК-НС 2 по МК	1974	АС-120	0,18	0,36
123	НС-1 по МК - НС-2 по МК	1973	АС-120	3,55	3,55
124	Отп. к НС-2а по МК от НС 5 по МК-НС 2 по МК	1982	АС-120	4,46	8,92
125	Коробки-НС-5 по Р-1	1974	АС-120	5,75	5,75
126	НС-5 по Р-1-НС-1 по МК	1972	АС-120	8,4	8,4
127	Отпайка к НС-5 по Р-1 от НС-5 по Р-1-НС-1 по МК	1972	АС-120	0,03	0,06
128	Отпайка к НС-4 по Р-1 от НС-5 по Р-1-НС-1 по МК	1972	АС-120	0,02	0,04
129	Отпайка к НС-3 по Р-1 от НС-5 по Р-1-НС-1 по МК	1972	АС-120	0,1	0,1
130	Отпайка к НС-2 по Р-1 от НС-5 по Р-1-НС-1 по МК	1972	АС-120	0,03	0,06
131	Отпайка к НС-1 по Р-1 от НС-5 по Р-1-НС-1 по МК	1972	АС-120	0,08	0,08
132	Кр.Перекоп-Р.Люксембург	1979	АС-120	18,37	18,37
133	Речпорт-Промбаза	1984	АС-120	8,18	8,18
134	Чернянка-Н.Маячка	1974	АС-95	9,63	9,63
135	Рубановка-Б.Благовещенка	1984	АС-120	22,45	22,45
136	Рубановка-Ольгино	1978	АС-120	23,17	23,17
137	Горностаевка-В.Лепетиха	1962	АС-95(1-109; 122-151); АС-120 (109-122; 151-192)	25,31	25,31
138	Горностаевка-Ольгино	1989	АС-120	18,08	18,08
139	Каиры-Горностаевка	1962	АС-120	13,9	13,9
140	ГОС-Каиры	1978	АС-120 (1-27; 57-65) АС-95 (27-57)	8,82	8,82

141	Ретранслятор-ГОС	1974	АС-95 (1-57) АС-120 (57-84)	11,22	11,22
142	ГНС-Ретранслятор	1962	АС-95	9,95	9,95
143	НС-1А по МК-Константиновка	1977	АС-120	20,2	20,2
144	Степная-Благовещенка	1975	АС-95 (24-56); АС-120 (1-23; 56-114)	15,44	15,44
145	Отпайка от СОС МК 1ЦЛ к НС-20-23	1990	АС-120	7,65	7,65
	1ЦЛ-СОС МК	1989	АС-120	36,91	70,85
	НС-20,23-НС-24 (по СОС МК 1 ЦЛ-НС-24)	1990	АС-120	4,27	4,27
146	Константиновка-Р.Люксембург	1980	АС-120	11,7	11,7
147	Константиновка-Б.Благовещенка	1964	АС-120	17,97	17,97
148	отп. к НС-17,17А от ВЛ-35 кВ Константиновка-Благовещенка	1990	АС-120	3,2	3,2
149					
150	Серогозы-Ивановка	1966; 1989	АС-95	29,39	29,39
151	Тимофеевка-Благодатное	1968	АС-70	6,41	6,41
152	Благодатное-Трофимовка	1974	АС-70	13,49	13,49
153	Трофимовка-Ивановка	1974	АС-70	19,53	19,53
154	Отп. к ПС Фрунзе от ВЛ-35 кВ Благодатное-Трофимовка	1968	АС-70	14,72	14,72
155	НС-29 от НС-32-НС-27 Н.Тимофеевка-Подовое	1986	АС-120	0,16	0,16
156	НС-32-НС-27 Н.Тимофеевка-Подовое	1977	АС-150	7,43	7,43
157	Н.Тимофеевка-Подовое 1,2	1977	АС-150	22,16	31,5
158	Н.Тимофеевка-НС-32	1977	АС-150	5,39	5,39
159	НС-28 МК Н.Тимофеевка-Подовое 1,2	1977	АС-150	0,02	0,02
160	НС-33 МК Н.Тимофеевка-Подовое 1,2	1977	АС-120	0,02	0,02
161	Тимофеевка-НС-49	1978	АС-120	22,19	22,19

	Тимофеевка-Акимовка (Восток 1)				
162	Отп. К НС-36 от Тимофеевка-НС-49 Тимофеевка-Акимовка	1977	АС-120	0,1	0,1
163	Отп. К НС-38 от Тимофеевка-НС-49 Тимофеевка-Акимовка	1977	АС-120	0,17	0,17
164	Отп. К НС-41 от Тимофеевка-НС-49 Тимофеевка-Акимовка	1979	АС-35	0,17	0,17
165	Отп. К НС-45 от Тимофеевка-НС-49 Тимофеевка-Акимовка	1987	АС-150	0,15	0,15
166	Отп. К НС-47 от Тимофеевка-НС-49 Тимофеевка-Акимовка	1983	АС-35	0,16	0,16
167	НС-49-Акимовка Тимофеевка-Акимовка (Восток 1)	1978	АС-120	13,6	13,6
168	Отп. К НС-51 от НС-49- Акимовка Тимофеевка- Акимовка	1979	АС-150	0,17	0,17
169	Отп. К НС-54 от НС-49- Акимовка Тимофеевка- Акимовка	1979	АС-150	0,17	0,17
170	Тимофеевка-НС-39 Тимофеевка-Акимовка	1978	АС-120	5,65	5,65
171	НС-39-НС-47 А Тимофеевка-Акимовка	1978	АС-120 (43- 92)АС-50 (92-117)	12,35	12,35
172	Отп. К НС-37 от Тимофеевка-НС-39 Тимофеевка-Акимовка	1983	АС-35	0,02	0,02
173	Отп. К НС-40 от НС-39-НС- 47 А Тимофеевка- Акимовка	1981	АС-150	0,01	0,01
174	Отп. К НС-46 от НС-39-НС- 47 А Тимофеевка- Акимовка)	1979	АС-120	0,03	0,03
175	НС-47 А-НС-50 Тимофеевка-Акимовка	1979	АС-120	6,61	6,61
178	Отп. К НС-48 от НС-47 А- НС-50 Тимофеевка- Акимовка	1979	АС-50	0,03	0,03
179	НС-50-НС-52 Тимофеевка-Акимовка	1978	АС-120	3,78	3,78
180	НС-52-Акимовка Тимофеевка-Акимовка	1978	АС-185	7,35	7,35

	(Восток-2)				
181	Степная-Фрунзе	1975	АС-95	25,02	25,02
182	Рубановка-П.Покровка	1970	АС-120 (1-24) АС-95 (24-180)	33,04	33,04
183	П.Покровка-КХП	1964	АС-95	16,03	16,03
184	КХП-Вербь	1968	АС-95	21,16	21,16
185	Вербь-Дружбовка	1986	АС-95	26,62	26,62
186	Ивановка-Дружбовка	1977	АС-95	16,97	16,97
187	КХП-Н.Серогозы	1964	АС-95	10,35	10,35
188	Н.Троицк-Федоровка	1968	АС-120	16,15	16,15
189	Федоровка-Чкалово	1968	АС-120	10,66	10,66
190	Отп. К НС-21 от НС-20-Подовое по МК (Дудчино-Подовое)	1974	АС-150	0,03	0,03
	Отп. К НС-18 от НС-17а-НС-20 по МК (Дудчино-Подовое)	1974	АС-150	0,03	0,03
	Отп. К НС-17 от НС-17а-НС-20 по МК (Дудчино-Подовое)	1974	АС-150	0,2	0,2
	НС-20-Подовое по МК (Дудчино-Подовое)	1974	АС-150	10,19	10,19
191	Подовое-НС-21 МК по Р-3 (Подовое-Р-3)	1977	АС-150	6,36	6,36
	Отп. К НС-23 от Подовое-НС-21 по Р-3	1977	АС-150	0,06	0,06
	НС-21-НС-3 по Р-3 (Подовое-Р-3)	1977	АС-150	7,42	7,42
	Отп. К НС-2 от НС-21-НС-3 по Р-3 (Подовое-Р-3)	1977	АС-150	0,05	0,05
	Отп. К НС-1 от НС-21-НС-3 по Р-3 (Подовое-Р-3)	1977	АС-150	0,06	0,06
192	НС-27 МК Н.Тимофеевка-Подовое 1,2 (Запад 1-Запад 2)	1977	АС-150	0,18	0,18
193	НС-25 МК Н.Тимофеевка-Подовое 1,2 (Запад 1)	1977	АС-150	0,15	0,15
194	НС-24 МК Н.Тимофеевка-Подовое 1,2 (Запад 1)	1977	АС-150	0,16	0,16
19511 2	Н.Троицк-Громовка 1	1984	АС-120	17,36	17,36
196	Н.Троицк-НС-31 по Р-2 (Н.Троицк-Громовка 2)	1984	АС-120	7,27	7,27

197	Отп. К НС-32 от Н.Троицк-НС-31 по Р-2 (Н.Троицк-Громовка 2)	1986	АС-120	0,08	0,08
198	НС-31-Громовка по Р-2 (Н.Троицк-Громовка 2)	1984	АС-120	10,3	10,3
199	НС-30-НС-23 по Р-2 (Н.Троицк-Р-2)	1976	АС-120	17,58	17,58
	Н.Троицк-НС-30 по Р-2 (Н.Троицк-Р-2)	1976	АС-120	10,51	10,51
	Отп. К НС-29 от НС-30-НС-23 по Р-2 (Н.Троицк-Р-2)	1976	АС-120	0,02	0,02
	Отп. К НС-28 от НС-30-НС-23 по Р-2 (Н.Троицк-Р-2)	1976	АС-120	0,06	0,06
	Отп. К НС-26 от НС-30-НС-23 по Р-2 (Н.Троицк-Р-2)	1976	АС-120	0,08	0,08
	Отп. К ПС-500 от НС-30-НС-23 по Р-2 (Н.Троицк-Р-2)	1976	АС-120	0,08	0,08
	Отп. К НС-24 от НС-30-НС-23 по Р-2 (Н.Троицк-Р-2)	1976	АС-120	0,08	0,08
	НС-23-НС-21 по Р-2 (Н.Троицк-Р-2)	1976	АС-120	3,06	3,06
	НС-21-НС-19 по Р-2 (Н.Троицк-Р-2)	1976	АС-120	5,21	5,21
	Отп. К НС-20 от НС-21-НС-19 по Р-2 (Н.Троицк-Р-2)	1976	АС-120	0,04	0,04
200	Отрадовка-Сиваши	1974	АС-95	10,12	10,12
201	Н.Троицк-Отрадовка	1968	АС-95	14,67	14,67
202	Н.Троицк по Р-5-Н.Тимофеевка	1973	АС-185 (1-55) АС-95 (55-267)	39,6	39,6
203	Отп. К ПК Н.Троицк по Р-5-Н.Тимофеевка	1977	АС-95	0,02	0,02
204	Отп. К НС-10 Н.Троицк по Р-5-Н.Тимофеевка	1978	АС-95	0,02	0,02
205	Отп. К НС-9 Н.Троицк по Р-5-Н.Тимофеевка	1980	АС-95	0,08	0,08
206	Отп. К НС-7 Н.Троицк по Р-5-Н.Тимофеевка	1979	АС-95	0,01	0,01
207	Отп. К НС-6 Н.Троицк по Р-5-Н.Тимофеевка	1978	АС-95	0,09	0,09
208	Отп. К НС-5 Н.Троицк по Р-5-Н.Тимофеевка	1977	АС-95	0,13	0,13
209	Отп. К НС-4 Н.Троицк по Р-5-Н.Тимофеевка	1977	АС-95	0,15	0,15
210	Н.Тимофеевка-НС-3 по Р-5-1	1982	АС-95	13,8	13,8

211	НС-3-НС-5 по Р-5-1	1982	АС-95	11,02	11,02
212	отп. К НС-1 от Н.Тимофеевка-НС-3 по Р-5-1	1982	АС-95	0,02	0,02
213	отп. К НС-2 от Н.Тимофеевка-НС-3 по Р-5-1	1986	АС-95	0,02	0,02
214	отп. К НС-3 от НС-3-НС-5 по Р-5-1	1978	АС-95	0,02	0,02
215	НС-5-НС-9 по Р-5-1	1982	АС-95	10,31	10,31
216	Отп. К НС-7 от НС-5-НС-9 по Р-5-1	1979	АС-95	0,02	0,02
217	НС-9-НС-12 по Р-5-1	1982	АС-95	6,72	6,72
218	НС-12-НС-19 по Р-5-1	1982	АС-95	14,22	14,22
219	Отп. К НС-14 от НС-12-НС-19 по Р-5-1	1982	АС-95	0,01	0,01
220	Отп. К НС-16 от НС-12-НС-19 по Р-5-1	1982	АС-95	0,09	0,09
221	Отп. К НС-17 от НС-12-НС-19 по Р-5-1	1986	АС-95	0,11	0,11
222	НС-19-Н.Алексеевка по Р-5-1	1982	АС-95	13,51	13,51
223	Отп. К НС-21 А от НС-19-Н.Алексеевка по Р-5-1	1982	АС-95	0,08	0,08
224	Отп. К НС-21 от НС-19-Н.Алексеевка по Р-5-1	1982	АС-95	0,08	0,08
	Отп. К ПГ 452 от НС-19-Н.Алексеевка по Р-5-1	1982	АС-95	0,02	0,02
225	Громовка НС-6 - Р-2-2	1977	АС-95	11,73	11,73
226	отп. К ПС "Попелак" от ВЛ-35 кВ Н.Тимофеевка-Р-5-1	1967	АС-95	6,42	6,42
227	Чкалово-Подовое	1978	АС-95	9,24	9,24
228	Громовка-НС-1 по Р-2-2	1982	АС-95	11,05	11,05
229	НС-1-Васильевка по Р-2-2	1990	АС-95	8,84	8,84
	Васильевка-Восток-Запад(ДНС)	1990	АС-70	16,18	16,18
230	Р-5 - Михайловка	1978	АС-95	18,67	18,67
231	отп. К НС-12 от Р-5-Михайловка	1978	АС-95	0,08	0,08
232	отп. К НС-14 от Р-5-Михайловка	1978	АС-95	0,09	0,09

233	Отп. К НС-7 по Р-5-2 от ВЛ-35 кВ НС-30-НС-23 по Р-2 (Н.Троицк-Р-2)	1979	АС-95	2,69	2,69
234	НС-7-НС-6 по Р-5-2 от ВЛ-35 кВ НС-30-НС-23 по Р-2 (Н.Троицк-Р-2)	1979	АС-95	1,87	1,87
235	Н.Тимофеевка-Попелак	1968	АС-95	6,52	6,52
236	Чкалово-А.Нова	1978 1981	АС-120	29,72	29,72
237	Н.Михайловка- ДНС-2	1981	АС-70	2,51	2,51
238	Н.Алексеевка-НС-25 (Н.Алексеевка-Сиваши)	1986	АС-95	6,17	6,17
239	НС-25-НС-20 (Н.Алексеевка-Сиваши)	1986	АС-95	7,98	7,98
240	Отп. К НС-22 от НС-25-НС-20 (Н.Алексеевка-Сиваши)	1986	АС-95	0,02	0,02
	НС-20-Сиваши (Н.Алексеевка-Сиваши)	1986	АС-95	17,13	17,13
241	отп. К ДНС 1 от ВЛ-35 кВ НС-20-Сиваши	1986	АС-70	7,25	7,25
242	отп. к ДНС-1 от ВЛ-35 кВ Н.Алексеевка-Сиваши	1986	АС-70	7,25	7,25
243	Р-5-НС-1 по Р-5-1 (отп. От Н.Троицк-Н.Тимофеевка по Р-5 к ПС-Сиваши)	1979	АС-95	1,61	1,61
244	НС-1-Сиваши по Р-5-1 (отп. От Н.Троицк-Н.Тимофеевка по Р-5 к ПС-Сиваши)	1979	АС-95	37,72	37,72
245	Отп. К НС-2 от НС-1-Сиваши по Р-5-1 (отп. От Н.Троицк-Н.Тимофеевка по Р-5 к ПС-Сиваши)	1985	АС-95	0,13	0,13
246	Отп. К НС-6 от НС-1-Сиваши по Р-5-1 (отп. От Н.Троицк-Н.Тимофеевка по Р-5 к ПС-Сиваши)	1979	АС-95	0,09	0,09
247	Отп. К НС-11 от НС-1-Сиваши по Р-5-1 (отп. От Н.Троицк-Н.Тимофеевка по Р-5 к ПС-Сиваши)	1979	АС-95	0,09	0,09
248	Н.Алексеевка-Н.Михайловка	1967 1986	АС-95	19,4	19,4
249	Н.Алексеевка-Геническ	1966	АС-185	17,16	17,16
250	Н.Дмитровская-Архангельская	1974	АС-70	13,04	13,04

251	В.Александровская- Н.Дмитровская	1974	АС-70	8,54	8,54
252	Трифоновская- В.Александровская	1982	АС-150	26,34	26,34
253	Трифоновская-Борозенская	1977	АС-150	19,2	19,2
254	Борозенская-Н.Кубанская	1977	АС-120	7,49	7,49
255	Н.Кубанская-Вишневая	1970	АС-95	16,47	16,47
256	Вишневая-Тамарино	1970	АС-95	27,77	27,77
257	Тамарино-Калининская	1970	АС-95	12,22	12,22
258	Калининская-Мичурина (совм.подв.с Тамарино- Калининская)	1970	АС-95	5,24	5,24
259	Калужская-Б.Криницкая	1982	АС-95 (уч-к опопр 56-42 2ф- АС-70)	24,74	24,74
260	Б.Криницкая-Колос	1977	АС-95	9,04	9,04
261	В.Александровская-Колос	1977	АС-95	5,23	5,23
262	В.Александровская-Д.Брод	1990	АС-95	14,26	14,26
263	Апостолово-Высокополье	1979	АС-95	27,74	27,74
264	Высокополье- Архангельское	1992	АС-70	13	13
265	Высокополье- Н.Вознесенка	1985	АС-95	10,64	10,64
266	отп.от ВЛ-35 кВ Ингок- К.Владимировка к ПС Кочубеевская	1974	АС-70	7,05	7,05
267	Марьянская 154- Н.Воронцовка	1966 1972	АС-95 (1-67) АС- 120 (67-83)	11,09	11,09
268	Марьянская с/х- Н.Воронцовка	1966	АС-120	11,59	11,59
269	Крещеновка-Пионер	1978	АС-95	15,43	15,43
270	Н.Воронцовка-Крещеновка	1978	АС-95	17,97	17,97
271	Н.Воронцовка-Осокоровка	1972	АС-120	10,91	10,91
272	Осокоровка-З.Балка	1972	АС-120	16,41	16,41
273	З.Балка-Янтарная	1972	АС-120	20,1	20,1
274	Янтарная-Гавриловка	1972	АС-120	17,88	17,88
275	Червонофлотец-Гавриловка	1971	АС-95	21,81	21,81
276	Трифоновская-	1986	АС-150	20,25	20,25

	Н.Воскресеновская				
277	Н.Воскресеновка-Беляевка	1986	АС-150	10,3	10,3
278	Пионер-Беляевка	1978	АС-95	11,1	11,1
279	Н.Вознесеновка-Пионер	1993	АС-95	12,3	12,3
280	отп. к ПС Светличная от ВЛ-35 кВ Янтарная-Гавриловка	1994	АС-50	1,03	1,03
281	Осокоровка-ГНС КСП "Украина"	1996	АС-70	5,4	5,4
282	Рубановка-В.Лепетиха	1976	АС-120	25,89	25,89
283	В.Лепетиха-М.Лепетиха	1974	АС-95	12,67	12,67
284	М.Лепетиха-Первомаевка	1974	АС-70	13,57	13,57
285	Первомаевка-В.Рогачик	1974	АС-70	27,94	27,94
286	В.Рогачик-Гюновка	1983	АС-95	15,84	15,84
287	В.Лепетиха-ГНС РОС	1974	АС-120	3,81	3,81
288	Рубановка-Николаевка	1980	АС-120	12,27	12,27
289	Первомаевка-НС-6	1981	АС-70	1,99	1,99
290	П.Покровка-Самойловка	1986	АС-50	14,16	14,16
291	отп. К ПС Ушкалка от ВЛ-35 кВ Первомаевка-В.Рогачик	1973 1982	АС-70	20,45	20,45
292	Б.Знаменка-Ушкалка	1988	АС-70	11,82	11,82
293	Н.Алексеевка-НС 3	1980	АС-95	27,33	27,33
294	Сальково- Чонгар с/х	1980	АС-70	17,37	17,37
295	НС-3-НС-1 (отп. К НС-2-0,06 км)	1980	АС-95	5,88	5,88
296	Партизаны-Н.Алексеевка	1963	АС-95	15,67	15,67
297	отп. К ПС Петровка от ВЛ-35 кВ Н.Алексеевка-Р-5-1	1974	АС-120	10,77	10,77
298	Петровка-Викторовка	1980	АС-120	23,2	23,2
299	Викторовка-Н.Григорьевка	1986	АС-95	22,67	22,67
300	Сокологорное-Н.Григорьевка	1974	АС-95	15,98	15,98
301	Н.Григорьевка-Озеряне	1980	АС-95	9,05	9,05
302	Приазовская-Озеряне	1985	АС-95	27,6	27,6
303	Тяг.Партизаны-Приазовская	1976	АС-95	11,32	11,32
304	Партизаныс/х-Партизаны тяг.	1974	АС-70	2,72	2,72

305	Партизаны-Сальково	1979	АС-95	28,54	57,08
306	Геническ-Генгорка	1970	АС-95 (10-25;36-37) АС-120 (1-10; 25-36; 37-58)	9,35	9,35
307	Генгорка-Счастливецво	1974	АС-95	8,94	8,94
308	Счастливецво-Стрелковое	1982	АС-95	17,7	17,7
309	Партизаны-Геническ	2017	АС-150	0,27941	0,27941
310	Долматовка-Сов.Азербайджан	1967	АС-95	10,95	10,95
311	Сов.Азербайджан-Ж.Порт	1967	АС-95	26,22	26,22
312	отп.на НС-21,23 от ВЛ-35 кВ Сов.Азербайджан-Ж.Порт	1979	АС-95	9,12	9,12
313	отп.на НС-27 от ВЛ-35 кВ Сов.Азербайджан-Ж.Порт	1980	АС-70	1,74	1,74
314	отп.на НС-22 от ВЛ-35 кВ Сов.Азербайджан-Ж.Порт	1980	АС-70	5,57	5,57
315	Чулаковка-Бехтеры 1.2	1974	АС-150	10,47	20,94
316	Отп.Чулаковка-Бехтеры к ПС "Коминтерн"	1974	АС-150	13,7	13,7
317	Чулаковка-Долматовка	1974	АС-150	22,1	22,1
318	Михайловка-Долматовка	1966	АС-120	20,52	20,52
319	Чулаковка-Н.Збурьевка	1977	АС-150	16,84	16,84
320	Н.Збурьевка-Гопри	1979	АС-150	8,23	8,23
321	Г.Пристань-Кардашинка	1979	АС-120	9,98	19,96
322	Бехтеры-Ж.Порт	1981	АС-150	17,22	17,22
323	Чулаковка-Гладковка	1981	АС-120	22,18	22,18
324	Ж.Порт-Молодежная	1974 1994	АС-150	23,04	23,04
325	Отп. На ПС Большевик от ВЛ-35 кВ Ж.Порт-Молодежная	1994	АС-150	1,59	1,59
326	Лесная-Гопри(Рыбопитомник)	1961	АС-185	14,46	14,46
327	Рыбопитомник-Гопри	1961	АС-150	6,06	6,06
328	Костогрызово-М.Копани	1985	АС-120	17,12	17,12
329	М.Копани-Гладковка	1989	АС-120	8,83	8,83
330	Чулаковка-Памятное	1971	АС-120	11,4	11,4

331	Памятное-Коминтерн	1971	АС-120 (1-36) АС-150 (36-47)	10,13	10,13
332	Коминтерн-В.Дружина	1968	АС-95	14,37	14,37
334	В.Дружина-Геройское	1989	АС-95	31,42	31,42
335	Г.Пристань-Б.Остров	1987	АС-95	5,56	5,56
336	Молодежная-Новороссийская	1976	АС-120	9,61	9,61
337	Новороссийская-Красное	1976	АС-150	12,74	12,74
338	Н.Николаевка-Красное	1982	АС-120 (1-79) АС-150 (79-100)	14,06	14,06
340	Красное-Скадовск	1975	АС-150	13,78	13,78
341	отп.от ф.Таврия к НС-312-317	1971	АС-150 (1-80); АС-120 (80-131)	21,12	21,12
342	Н.Николаевка - НС-317	1966	АС-120	6,01	6,01
343	Отп.от ВЛ-35 кВ Виноградово-Чаплынка к ПС Восход	1966	АС-120	6,16	6,16
344	Отп.от ВЛ Восход к ПС Птаховка	1984	АС-95	4,19	4,19
345	Виноградово-Морская (ф.Морская, НС-204,205)	1981	АС-150	40,31	40,31
346	Виноградово-Грушевка (ф.Морская)	1974	АС-120	21,09	21,09
347	Грушевка-Береговая	1980	АС-120	14,93	14,93
348	Береговая-Приморская	1989	АС-120	11,3	11,3
349	Приморская-Скадовская	1984	АС-120	16,28	16,28
350	Морская -Скадовская	1981	АС-150	1,02	1,02
351	Отп. от ф.Таврия к НС-203	1971	АС-120	2,42	2,42
352	Зах.-вых. на ПС Таврия	1979	АС-120	0,17	0,34
353	НС-312 - Широкая	1991	АС-95	11,3	11,3
354	Н.Николаевка-Михайловка	1966	АС-120	9,91	9,91
355	Виноградово-Н.Николаевка	1966	АС-120	28,71	28,71
356	Виноградово-Чаплынка	1966	АС-120	21,4	21,4
357	Виноградово-Б.Копани	1970	АС-120	17,48	17,48
358	Б.Копани-Костогрызово	1970	АС-120	14,92	14,92
359	Виноградово-Зональная	1968	АС-120	4,53	4,53
360	Зональная-Тарасовка	1968	АС-120	10,48	10,48
361	Тарасовка-Брилевка	1968	АС-120	8,47	8,47

362	Ст.Маячка-Н.Маячка	1971	АС-95	11,54	11,54
363	Ст.Маячка-Подокалиновка	1973	АС-70	6,79	6,79
364	Брилевка-Подокалиновка	1978	АС-95	11,29	11,29
365	Б.Копани-Раденск	1986	АС-70	6,81	6,81
366	Цюрупинск-К.Лагеря	1983	АС-95	19,46	38,92
367	Цюрупинск-Раденск	1984	АС-95	18,63	18,63
368	Цюрупинск -ЦБК-1	1961	АС-120	2,5	2,5
369	Цюрупинск-ЦБК-2	1961	АС-120	2,32	2,32
370	Цюрупинск-Лесная	1961	АС-185	6	6
371	уч-к совм. подв. ф.Таврия и "Виноградово-Скадовск"	1974	АС-120	2	4
372	НС-4 Р-2	1972	АС-150	0,22	0,22
373	Дудчино-Р-2 (НС-4 Р-2 Шевченко)	1975	АС-95	3,69	3,69
374	Дудчино-Р-2 (с.Шевченко НС-6 с-з Долинский)	1983	АС-50	8,25	8,25
375	РП-Балтазаровка	1974	АС-70	4,34	4,34
376	Чаплынка-Нова	1961	АС-120 (1-2); АС-70 (2-7); АС-95 (7-147)	19,02	19,02
377	Нова-Григорьевка	1961	АС-120 (0-2; 67-88); АС-70 (2-67)	11,12	11,12
378	Нова Р-2-Восток (НС-6 Р-2-1 Григорьевка)	1978	АС-120	8,81	8,81
379	Дудчино-А.Нова (НС-16 Р-2 Строгановка)	1980	АС-95 (1-61) АС-70 (61-104)	15,13	15,13
380	Чкалово-А.Нова (отп. К ПС Маркеево)	1983	АС-120	0,02	0,02
381	НС-6 Р-2-НС-10 Р-2	1974	АС-120	4,28	4,28
382	НС-6 по Р-2	1972	АС-150	0,22	0,22
383	НС-10 по Р-2	1974	АС-120	0,04	0,04
384	НС-4 по Р-2	1982	АС-150	0,19	0,19
385	НС-5А по Р-2	1973	АС-150	0,15	0,15
386	НС-5 по Р-2	1977	АС-150	0,13	0,13
387	Крестовка - НС-10 по Р-2	1975	АС-95	9,03	9,03
388	НС-11 по Р-2	1974	АС-120	0,02	0,02
389	НС-12 по Р-2-НС-9 по Р-2-1	1978	АС-120	17,17	17,17
390	НС-9 по Р-2-1-РП	1978	АС-120	1,36	1,36
391	РП-НС-13 по Р-2-1	1978	АС-120	4,89	4,89

392	НС-3 по Р-2-1	1982	АС-120	0,04	0,04
393	НС-4 по Р-2-1	1978	АС-120	0,02	0,02
394	НС-5 по Р-2-1	1983	АС-120	0,08	0,08
395	НС-10 по Р-2-1	1982	АС-120	0,02	0,02
396	НС-3а по Р-2-1	1986	АС-120	0,03	0,03
397	НС-8 по Р-2-1	1986	АС-120	0,02	0,02
398	НС-12 по Р-2-1	1986	АС-120	0,07	0,07
399	НС-11 по Р-2-1	1987	АС-120	0,02	0,02
400	НС-6 по Р-2 — НС-7 К-17 по Р-2	1973	АС-120	7,74	7,74
401	НС-9 К-17 по Р-2	1974	АС-120	0,09	0,09
402	НС-9а К-17 по Р-2	1983	АС-35	0,02	0,02
403	НС-7 К-17 по Р-2 — НС-16 по Р-2	1974	АС-120	9,06	9,06
404	НС-16 по Р-2	1974	АС-120	0,1	0,1
405	НС13- НС14 по Р-2	1974	АС-120	5,02	5,02
406	НС-15 по Р-2	1983	АС-120	0,15	0,15
407	НС-17 по Р-2	1984	АС-120	0,05	0,05
408	НС-18 по Р-2	1983	АС-120	0,11	0,11
409	НС-12 по Р-2-1	1987	АС-50	0,07	0,07
410	Строгановка-Григорьевка	1986	АС-95	23,06	23,06
411	совместный подвес Нова-Запад Р-2-1 (от РП-35) с Нова-Восток Р-2-1(от РП-35)	1988 2016	АС-150	4,79	9,58
412	Титан-Ф-2	1988 2016	АС-150	6,33	12,66
413	Нова-Красный Чабан	2016	АС-120	16,78	16,78
414	Дудчино-НС-6 по Р-2 (совместный подвес Дудчино-Р-2 и Дудчино-А.Нова)	1972	АС-150	19	38
	Дудчино-А.Нова (НС-3 Р-2)	1972	АС-150	0,03	0,03
	Дудчино-А.Нова (НС-2 Р-2)	1972	АС-150	0,21	0,21
415	Н.Киевка-РП-35	1966 1979	АС-120	11,57	11,57
416	Чаплынка-РП-35	1966	АС-120	19,11	19,11
417	РП-Каланчак	1966	АС-120	19,69	19,69
418	отп. к НС 1	1974	АС-70	3,37	3,37
419	Титан-Кр.Чабан	1969	АС-120	7	7
420	Кр.Чабан-Ключевая	1982	АС-120	16,1	16,1

421	Ключевая-Приволье	1970	АС-120	7,33	7,33
422	Приволье-Каланчак	1968	АС-70	19,03	19,03
423	Ключевая- РИС-12	1970	АС-120	5,39	10,78
424	РИС-12-НС-47	1977	АС-95	1,65	1,65
425	отп. К НС 19 от ВЛ-35 кВ Ключевая-РИС-12	1977	АС-95	0,82	0,82
426	Мирное-Каланчак	1992	АС-95	17,94	17,94
427	Нова-Мирная	2016	АС-120 (0-1) АС- 95 (1-53)	11,33	11,33

18.3. Технічний стан пристроїв РЗА на ПС 150кВ

В АТ «Херсонобленерго» експлуатується 19 підстанцій класу напруги 150кВ. Данні підстанціями виконують основне живлення енергосистеми області.

Підстанції обладнані комплектами релейного захисту й автоматики обладнання 150кВ, 35кВ та 6 (10)кВ. Встановленні комплекти захистів мають широкий спектр використаного обладнання починаючи з механічних, які встановленні у далекому 1970 році, електромеханічні (які є проміжною ланкою між механічними та мікропроцесорними пристроями, і на жаль не мають високої надійності в роботі, що пов'язано зі значною кількістю виходу з ладу), закінчуючи сучасними мікропроцесорними захистами.

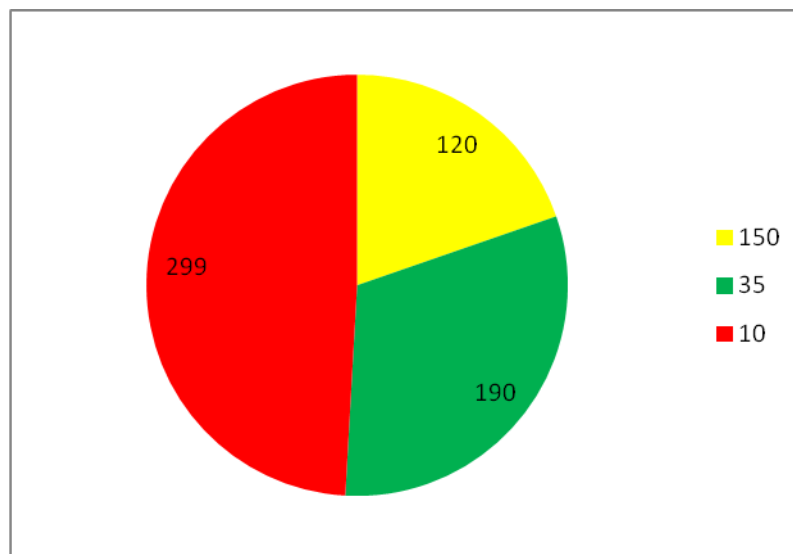
Детальний аналіз показує незначне, але виконуване переоснащення підстанцій 150кВ мікропроцесорними пристроями, які мають більш надійні та якісніші показники при виконанні необхідних функцій, надаючи можливість оперативного виявлення пошкоджень та правильність реакції мережі на виникнення аварійного режиму.

У Таблиці 1 наведено перелік підстанцій 150кВ з кількістю встановлених типів комплектів релейного захисту на кожен клас напруги, та окрему кількість механічних, електромеханічних і мікропроцесорних пристроїв.

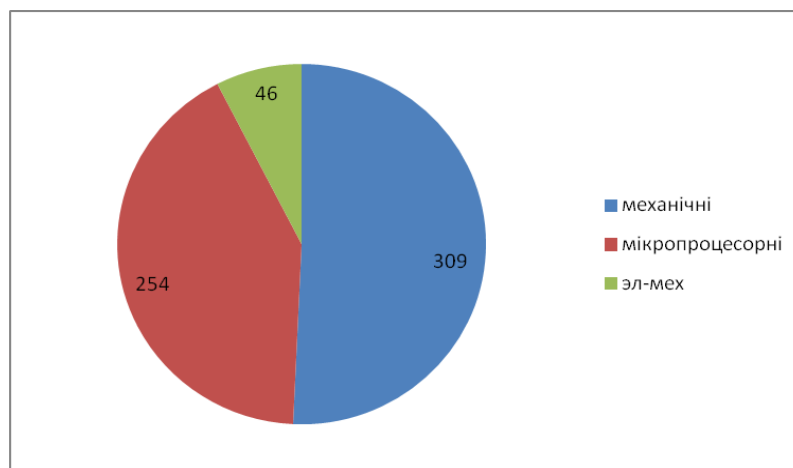
Таблиця 1 «Перелік підстанцій 150/35/10(6) кВ АТ «ХОЕ» з кількістю встановлених комплектів захистів»

ПС	150	механічні	мікропроцесорні	эл-мех	35	механічні	мікропроцесорні	эл-мех	10	механічні	мікропроцесорні	эл-мех
ХНПЗ	16	13	3	0	12	2	10	0	35	10	25	0
Промышленная	4	0	4	0	7	7	0	0	27	8	19	0
Коммунальная	8	0	8	2	0	0	0	0	33	7	26	0
Никольская	8	6	0	2	5	5	0	0	7	2	5	0
Покровская	8	4	4	0	16	14	2	0	7	5	2	0
Цюрупинская	8	0	8	0	10	7	3	0	22	15	7	0
Виногралово	5	3	0	2	12	2	8	2	15	4	9	2
Чулаковка	4	2	0	2	13	4	9	0	11	11	0	0
Берислав	6	0	6	0	9	4	5	0	15	9	6	0
Трифоновка	2	2	0	0	9	3	6	0	8	3	2	3
Дудчино	6	6	0	0	14	4	10	0	9	9	0	0
НАлексеевка	4	4	0	0	11	4	7	0	17	12	5	0
НТимофеевка	4	2	0	2	12	5	7	0	0	0	0	0
Нтроицк	17	6	7	4	16	3	11	2	14	4	0	10
Нова	2	0	2	0	7	0	7	0	2	0	2	0
ГНС-СОС	2	2	0	0	5	1	0	4	5	5	0	0
ГНС-КОС	8	8	0	0	9	5	4	0	16	6	10	0
Промбаза	6	6	0	0	10	2	1	7	38	36	0	2
Рубановка	4	0	4	0	11	7	4	0	16	8	8	0
усього	120	69	37	14	190	81	94	15	299	159	123	17

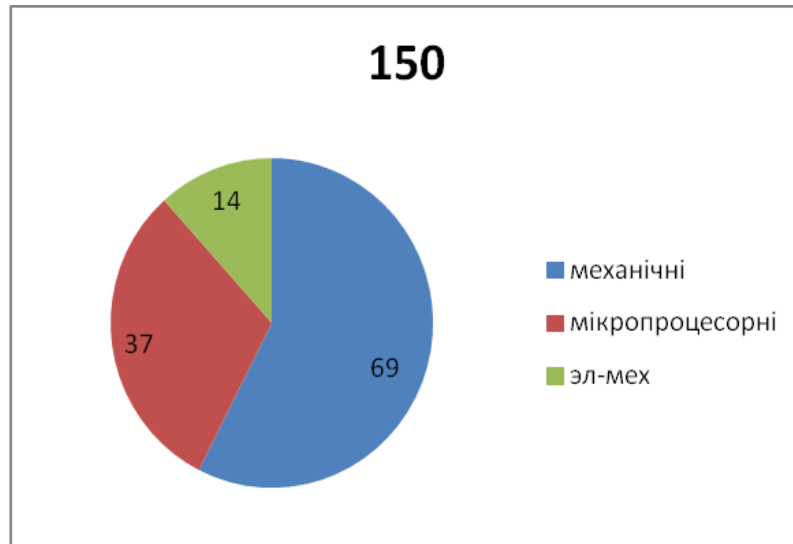
Згідно даних наведених у табл.1 виконано аналіз кількісного стану комплектів релейного захисту відповідно до виду елементної бази .



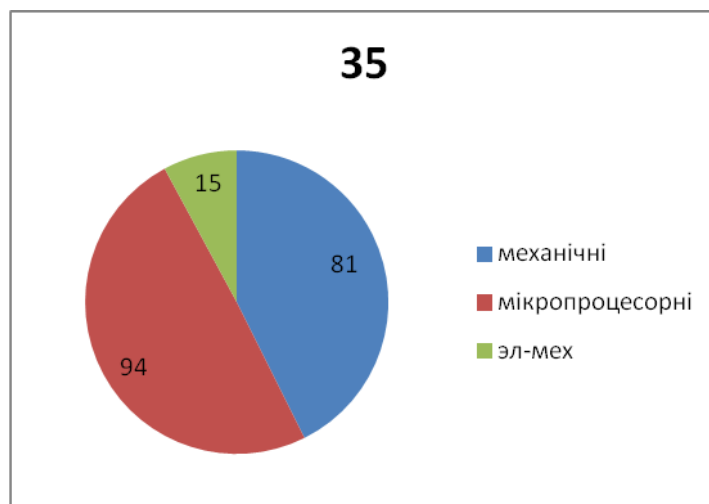
Мал.1 Залежність встановлених пристроїв релейного захисту відносно класу напруги.



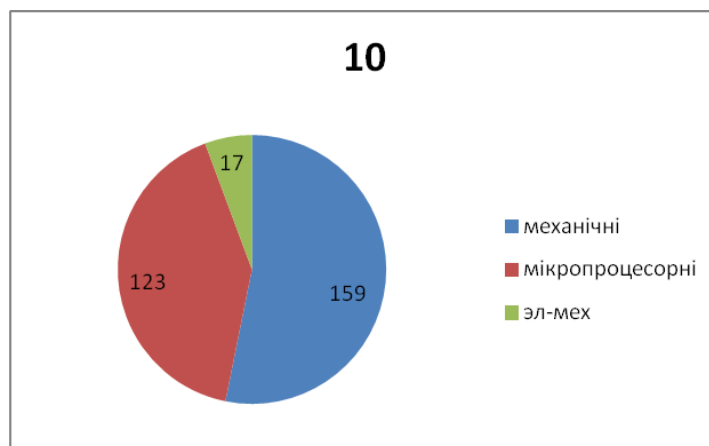
Мал.2 Відношення встановлених комплектів захистів відповідно до типів пристроїв



Мал.3 Співвідношення встановлених комплектів захистів на класі напруги 150кВ відповідно до типу пристрою.



мал.4 Співвідношення встановлених комплектів захистів на класі напруги 35кВ відповідно до типу пристрою.



мал.5 Співвідношення встановлених комплектів захистів на класі напруги 10кВ відповідно до типу пристрою.

Таблиця № 2. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/6 «ХНПЗ»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів	
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР		
1Т	150	Механічний (ДЗТ-11)	Електромеханіка (РЗТ)		+			1982р	2012р
2Т	150	Механічний (ДЗТ-11)	Електромеханіка (РЗТ)		+			1982р	2010р
ВЛ-150 Карантинная-1	150	-	Механічний (РТ-40)		+			-	1974р
ВЛ-150 Карантинная-2	150	-	Механічний (РТ-40)	+	+			-	1974р
ВЛ-150 Херсонская-1	150	Механічний (ДФ3201)	Механічний (ЄП31636)	+	+			2014р	2013р
ВЛ-150 Херсонская-2	150	Механічний(ДФ3201)	Механічний (ЄП31636)	+	+			2014р	2013р
ВЛ-150 Коммунальная	150	Мікропроцесорний (Діамант L031)	Мікропроцесорний (Діамант L014)	+	+			2016р	2016р
ВЛ-150кВ П.Покровская	150	Механічний(ДФ3201)	Мікропроцесорний (Діамант L014)	+	+			2012р	2017р
ОВ-150 кВ	150	-	Механічний (ЄП31636)	+	+			-	2011р
ШСВ-150 кВ	150	Механічний (РТ-40)	-	+	+			1982р	
ТН-1513	150	Відсутній							
ТН-1502	150	Відсутній							
ВЛ-35кВ Строительная-1	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2005р	
ВЛ-35кВ Строительная-2	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2005р	
ВЛ-35кВ МИС-1	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2005р	
ВВ-35 Чернобаевка	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2005р	
ВЛ-35кВ МИС-2	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2005р	
СМВ-35кВ (ШСВ-35)	35	Мікропроцесорний (МРЗС)						2005р	
ВЛ-35кВ Оч.сооружения-1	35	Мікропроцесорний (МРЗС)						2005р	
ВЛ-35кВ Оч.сооружения-2	35	Мікропроцесорний (МРЗС)						2005р	
ВЛ-35 Заводская-1	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2005р	

Продовження таблиця 2

<i>Приєднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановлення захистів</i>	
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>		
ВЛ-35 Заводская-2	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2005р	
ТН-306	35	Механіка (РН-53)						1982р	
ТН-307	35	Механіка (РН-53)						1982р	
яч.10 «Славутич»	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	
яч.12 ТП-15-1	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	
яч.13 ТП-12-1	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	
яч.14 ТП-18-1	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	
яч.15 ТП-13-1	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	
яч.16 ТП-14-1	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	
яч.17 «Наднепр. правда»	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	
яч.18 ТП-19-1	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	
яч.19 ТП-651	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	
яч.20 ТП-1027	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	
яч.21 «База п/п-1»	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	
яч.22 «Терленди» ТП-1036	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	
яч.23 «Аеропорт -1»	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	
Яч.25 «Ветродром-1»	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	
Яч,30 «Аеропорт-2»	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	
яч. 32 «База п/п-2»	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	
яч.33 «Вертодром-2»	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	
яч.34 ТП-14-2	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	

Продовження таблиця 2

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів	
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР		
Яч.35 «Металобаза»	6	Механіка (РТ-40)		+				1972р	
яч.36 ТП-18-2	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	
Яч.37 «Блок оборотній 2»	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	
яч.38 ТП-13-2	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	
яч.39 ТП-19-2	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	
яч.40 ТП-12-2	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	
яч.42 Ж/д больниця	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	
яч.43 ТП-15-2	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2006р	
яч.52 «Нефтеперекачка»	6	Механічний (РТ-40)		+				1972р	
яч.5 ТСП-1	6	Механічний (РТ-40)		+				1972р	
яч.49 ТСП-2	6	Механічний (РТ-40)		+				1972р	
СВВ-6кВ 1-2сш	6	Механічний (РТ-40)		+				1972р	
СВВ-6кВ 3-4сш	6	Механічний (РТ-40)						1972р	
Яч.8 8ТН	6	Механіка (РН-53)						1972р	
Яч.9 9ТН	6	Механіка (РН-53)						1972р	
Яч.44 44ТН	6	Механіка (РН-53)						1972р	
Яч.45 45ТН	6	Механіка (РН-53)						1972р	

Таблиця № 3. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/10 «Промышленная»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів	
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР		
1Т	150	Мікропроцесорний (RET650)	Мікропроцесорний (REC650)		+	+		2019р	
2Т	150	Мікропроцесорний (RET650)	Мікропроцесорний (REC650)		+	+		2019р	
ВЛ-35 Карантинная-1	35	Механічний(КЗ-9)			+			1985р	
ВЛ-35 Карантинная-2	35	Механічний(КЗ-9)			+			1985р	
ВЛ-35 Заводская-1	35	Механічний(КЗ-9)			+			1985р	
ВЛ-35 Заводская-2	35	Механічний(КЗ-9)			+			1985р	
ШСВ-35кВ	35	Механічний(КЗ-9)						1985р	
ТН-35-1	35	Механічний (РН-53)						1985р	
ТН-35-2	35	Механічний (РН-53)						1985р	
СМВ-10кВ	10	Механічний(РТ-40)					+	1985р	
яч.14 Лечебный-1	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2010р	
яч.24 Термичка-1	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2010р	
яч.26 Азот-1	10	Механічний(РТ-40)						1985р	
яч.28 Диод-1	10	Мікропроцесорний (МРЗС)						2010р	
яч.30 Кристал-1	10	Механічний(РТ-40)						1985р	
яч.32 Холод-1	10	Механічний(РТ-40)						1985р	
Яч.8 ТСП-1	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2010р	

Продовження таблиця 3

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів	
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР		
яч.34 ТП-446	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2010р	
яч.36 Котельная-1	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2010р	
яч.40 ТП-396-1	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2010р	
Яч.15 Лечебный-2	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2010р	
яч.27 Термичка-2	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2010р	
яч. 29 Азот-2	10	Мікропроцесорний (МРЗС)						2010р	
яч.31 Диод-2	10	Мікропроцесорний (МРЗС)						2010р	
яч.33 Кристал-2	10	Механічний(РТ-40)						1985р	
яч.35 Холод-2	10	Механічний(РТ-40)		+				1985р	
яч.37 ТП-334	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2010р	
яч.39 Котельная-2	10	Мікропроцесорний (МРЗС)						2010р	
яч.43 ТП-369-2	10	Мікропроцесорний (МРЗС)						2010р	
яч.21 ТСП-2	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2010р	
яч.16 ТП-944-1 «Оскар»	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2010р	
яч.17 ТП-944-2 «Оскар»	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2010р	
яч.13 ЭКО-2	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2010р	
яч.20 ЭКО-1	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2010р	
яч.19 ТН-2	10	Механічний (РН-53)						1985р	
яч.10 ТН-1	10	Механічний (РН-53)						1985р	

Таблиця № 4. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/10 «Комунальна»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів	
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР		
1Т	150	Мікропроцесорний (Діамант Т010)	Мікропроцесорний (Діамант Т030)					2019р	2019р
2Т	150	Мікропроцесорний (Діамант Т010)	Мікропроцесорний (Діамант Т030)					2019р	2019р
ВЛ-150кВ «ХНПЗ»	150	Мікропроцесорний (Діамант L031)	Мікропроцесорний (Діамант L014)	+	+			2016р	2017р
ВЛ-150кВ «ХТЭЦ»	150	Мікропроцесорний (Діамант L031)	Мікропроцесорний (Діамант L014)	+	+			2016р	2017р
ТН-150-1	150	відсутній							
ТН-150-2	150	відсутній							
яч. 2а Л-102а	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2014р	
Яч.4 ф-104 «ВНС-4-1»	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+	+			2007р	
Яч.7 «Эпицентр»	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2012р	
яч.6 ф-106 «РП-Котельная»	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+	+			2007р	
Яч.10 Ледовый дворец	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2008р	
яч.12 «ЗРОМ-1»	10	Механічний(РТ-40)						1998р	
яч.14 ф-1014 НС-2-1	10	Механічний(РТ-40)						1985р	
яч.16 «РП-Сенявина»	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+	+			2008р	
Яч 18 СВВ-10-1	10	Механічний(РТ-40)					+	1985р	
Яч 19 СВВ-10-4	10	Механічний(РТ-40)					+	1985р	

Продовження таблиця 4

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів	
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР		
яч.22 ф-1022 «КНС-5»	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+	+			2008р	
яч.24 ф-1024 «НГЗ»	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+	+			2007р	
яч.26 ф-1026 «ВНС-4-2»	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+	+			2007р	
Яч.32 ф-1032 «РП-32»	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+	+			2007р	
Яч.31 ВВ-10-1032	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+	+			2008р	
яч.5 ф-105 «Котельная»	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+	+			2007р	
яч.11 ф-1011 «НГЗ»	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+	+			2007р	
яч.15 ф-1015 «Сельский»	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+	+			2007р	
Яч.21 ф-1021	10	Механіка (РТ-40)						1985р	
яч.25 ф- «Сельский»	10	Мікропроцесорний (МРЗС)						2015р	
Яч 27 ЗРОМ-2	10	Механічний(РТ-40)						1985р	
яч.27 «ЗРОМ-2»	10	Механічний(РТ-40)						1998р	
яч.31 ф-1031 «ТП-512-1»	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+	+			2008р	
яч.23 Ледовый дворец	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2008р	
яч.7 Эпицентр	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2008р	
яч.39 Эпицентр	10	Мікропроцесорний (МРЗС)						2008р	
Яч.2 ТН-10-1	10	Механіка (РН-53)						1985р	
яч.30 ТН-10-2	10	Механічний (РН-53)						1985р	
яч.9 ТН-10-3	10	Механічний (РН-53)						1985р	
яч.35 ТН-10-4	10	Механічний (РН-53)						1985р	

Таблиця № 5. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/6 «Никольская»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів	
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР		
1Т	150	Механічний(ДЗТ-11)	Електромех(ПР4700)					1979р	1998р
2Т	150	Механічний(ДЗТ-11)	Електромех(ПР4700)					1979р	1998р
ВЛ-150кВ «КахГЭС»	150	Механічний(ДФ3201)	Механічний(ЭП3136)	+	+			2013р	2011р
ВЛ-150кВ «ХТЭЦ»	150	Механічний(ДФ3201)	Механічний(ЭП3136)	+	+			2013р	2011р
ТН-150-1	150	відсутній						-	
ТН-150-2	150	відсутній						-	
Ф. „Ингулецкий”	35	Механічний(КЗ-13)			+			1979р	
Ф. «Токаревка»	35	Механічний(КЗ-13)			+			1979р	
СМВ-35кВ	35	Механічний(КЗ-13)						1979р	
ТН-35-1	35	Механічний (РН-53)						1979р	
ТН-35-2	35	Механічний (РН-53)						1979р	
яч.3 Л - 43	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+		+		2015р	
яч.4 Л - 44	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+		+		2015р	
яч.4 Л - 49	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+		+		2015р	
яч.4 Л - 410	6	Мікропроцесорний (МРЗС)		+		+		2015р	
СВВ-6	6	Мікропроцесорний (МРЗС)					+	2015р	
яч.6 ТН-6-1	6	Механічний (РН-53)						1979р	
яч.8 ТН-6-2	6	Механічний (РН-53)						1979р	

Таблиця № 6. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/10 «П. Покровская»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів	
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР		
1Т	150	Мікропроцесорний (Діамант Т010)	Мікропроцесорний (Діамант Т030)		+			2018р	2018р
2Т	150	Мікропроцесорний (Діамант Т010)	Мікропроцесорний (Діамант Т030)		+			2018р	2018р
ВЛ-150кВ «ХНПЗ»	150	Механічний(ДФ3201)	Механічний(ЭПЗ1636)		+			2012р	2009р
ВЛ-150кВ «Октябрьская»	150	Механічний(ДФ3201)	Механічний(ЭПЗ1636)		+			2012р	2009р
ТН-152	150	відсутній							
ТН-151	150	відсутній							
ВЛ-35кВ «Луч-1»	35	Механічний(КЗ-13)			+			1980р	
ВЛ-35кВ «Копани-1»	35	Механічний(КЗ-13)			+			1980р	
ВЛ-35кВ «Правдино»	35	Механічний(КЗ-13)			+			1980р	
ВЛ-35кВ «Ингулецкий»	35	Механічний(КЗ-13)			+			1980р	
ВЛ-35кВ «Победа-1»	35	Механічний(КЗ-13)			+			1980р	
СМВ-35кВ	35	Механічний(КЗ-13)						1980р	
ВЛ-35кВ «Луч-2»	35	Механічний(КЗ-13)			+			1980р	
ВЛ-35кВ «Копани-2»	35	Механічний(КЗ-13)			+			1980р	
ВЛ-35кВ «Киселевка»	35	Механічний(КЗ-13)			+			1980р	
ВЛ-35кВ «Победа-2»	35	Механічний(КЗ-13)			+			1980р	
Вл-35 «Южный»	35	Механічний(КЗ-13)			+			1980р	
ВЛ-35кВ «Советская»	35	Механічний(КЗ-13)						1980р	

Продовження таблиця 6

<i>Присіднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановлення захистів</i>	
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>		
ТН-311	35	Механічний (РН-53)						1980р	
яч.14 Ф-814 «Победа-1»	10	Механічний(КЗ-13)		+	+			1980р	
яч.20 Ф-820 «Победа-2»	10	Механічний(КЗ-13)						1980р	
СМВ-10кВ	10	Механічний(КЗ-13)						1980р	
21ТСП	10	запобіжник							
7ТСП	10	запобіжник							
23ТН	10	Механічний (РН-53)						1980р	
5ТН	10	Механічний (РН-53)						1980р	

Таблиця № 7. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/10 «Цюрупинская»

Присдання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів	
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР		
1Т	150	Мікропроцесорний (Діамант Т010)	Мікропроцесорний (Діамант Т030)					2018р	2018р
2Т	150	Мікропроцесорний (Діамант Т010)	Мікропроцесорний (Діамант Т030)					2018р	2018р
ВЛ-150 Чулаковка	150	Мікропроцесорний (Дііамант L031)	Мікропроцесорний (Simenc7SA61)					2020р	2013р
ВЛ-150 КГЕС	150	Мікропроцесорний (Дііамант L031)	Мікропроцесорний (Simenc7SA61)					2020р	2013р
ТН-151	150	відсутній							
ТН-152	150	відсутній							
ВЛ-35 «Раденская»	35	Механічний(РТ-40)			+			1974р	
ВЛ-35кВ «Лесная»	35	Механічний(РТ-40)			+			1983р	
ВЛ-35кВ «ЦБК-1»	35	Механічний(РТ-40)			+			1983р	
ВЛ-35кВ «К.Лагеря-1»	35	Мікропроцесорний (РС83-ВС)			+			2019р	
ВЛ-35кВ «ЦБК-2»	35	Механічний(РТ-40)			+			1983р	
ВЛ-35кВ «Киндийская»	35	Механічний(РТ-40)			+			1974р	
ВЛ-35кВ «К.Лагеря-2»	35	Мікропроцесорний (РС83-ВС)			+			2019р	
ТН-35-1	35	Механічний(РН-53)						1974р	
ТН-35-2	35	Механічний(РН-53)						1974р	
ВЭС-35кВ	35	Мікропроцесорний (МРЗС)						2012р	

Продовження таблиця 7

<i>Присіднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановлення захистів</i>	
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>		
яч.13 СВВ-10кВ	10	Мікропроцесорний (МРЗС)						2012р	
яч.2 «Птичник»	10	Механічний(РТ-40)						1999р	
яч. 4 «Жилпоселок-1»	10	Механічний(РТ-40)		+				1974р	
Яч.6 «Жилпоселок-2»	10	Механічний(РТ-40)		+				1974р	
яч.7 «Ж. Дорога»	10	Механічний(РТ-40)		+				1999р	
яч.9 «РТП-2»	10	Механічний(РТ-40)		+				1974р	
яч.8 «РТП-1»	10	Механічний(РТ-40)		+				1974р	
яч.3 ТСП-1	10	Механічний(РТ-40)						1974р	
яч.14 «Сити-Аква»	10	Механічний(РТ-40)			+			1990р	
яч.12 «Простор»	10	Механічний(РТ-40)		+				1990р	
яч.2А Дунапак-Україна	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2005р	
яч.18 „Терминал”	10	Механічний(РТ-40)		+				1974р	
яч.16 «Лесная»	10	Механічний(РТ-40)		+				1974р	
яч.12 ТСП-2	10	Механічний(РТ-40)						1974р	
яч.19 «Дунапак-Україна»	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+	+			2009р	
яч..20 Баутехник	10	Механічний(РТ-40)						1990р	
Яч 22 ФЕС Л-2	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2018р	

Продовження таблиця 7

<i>Приєднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановлення захистів</i>	
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>		
Яч 24 ФЕС-2 Л-2	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2018р	
Яч 25 ФЕС-2 Л-1	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2018р	
Яч 26 ФЕС Л-1	10	Мікропроцесорний (МРЗС)		+				2018р	
ТН-1	10	Механічний(РН-53)						1974р	
ТН-2	10	Механічний(РН-53)						1974р	

Таблиця № 8. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/10 «Виноградово»

Присіднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів	
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР		
1Т	150	Мікропроцесорний (RET650)	Мікропроцесорний (RET670)					2019р	2019р
2Т	150	Мікропроцесорний (RET650)	Мікропроцесорний (RET670)					2019р	2019р
ВЛ-150-Каховская 330	150	Мікропроцесорний (Діамамант L031)-	Мікропроцесорний (REL650)					2019р	2019р
ВЛ-150-Чулаковка	150	Мікропроцесорний (Діамамант L031)	Мікропроцесорний (REL650)					2019р	2019р
ТН-150-1, ТН-150-2	150	відсутній							
ВЛ-35 кВ Б.Копани	35	Мікропроцесорний (РС80-МР)			+			2018р	
ВЛ-35 ННиколаев	35	Мікропроцесорний (РС80-МР)			+			2018р	
ВЛ-35 кВ Морская	35	Мікропроцесорний (РС80-МР)			+			2018р	
ВЛ-35 кВ Таврия	35	Мікропроцесорний (РС80-МР)			+			2018р	
ВЛ-35 кВ Скадовск	35	Мікропроцесорний (РС80-МР)			+			2018р	
ВЛ-35 кВ Чаплынка	35	Мікропроцесорний (РС80-МР)			+			2018р	
ВЛ-35 кВ Брилевка	35	Мікропроцесорний (РС80-МР)			+			2018р	
СМВ-35кВ	35	Мікропроцесорний (РС80-МР)						2018р	
3ТН	35	Механічний(РН-53)						1983р	
17ТН	35	Механічний(РН-53)						1983р	
Яч.4 Л-79	10	Мікропроцесорний (РС80-МР)						2017р	
яч.5 Л-73	10	Мікропроцесорний (РС80-МР)		+				2017р	

Продовження таблиця 8

<i>Присіднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановлення захистів</i>	
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>		
яч.8 ЛІ-78	10	Мікропроцесорний (РС80-МР)						2017р	
яч.10 СВВ-10кВ	10	Мікропроцесорний (РС80-МР)						2017р	
яч.14 ЛІ-74	10	Мікропроцесорний (РС80-МР)						2017р	
яч.14 ЛІ-72	10	Мікропроцесорний (РС80-МР)						2017р	
яч.14 ЛІ-75	10	Мікропроцесорний (РС80-МР)						2017р	
яч.14 ЛІ-77	10	Мікропроцесорний (РС80-МР)						2017р	
яч.16 СЕС-1	10	Мікропроцесорний (РС80-МР)						2017р	
яч.20 СЕС-4	10	Мікропроцесорний (РС80-МР)						2019р	
18ТСП	10	Механічний(РН-53)						1983р	
2ТСП	10	Механічний(РН-53)						1983р	
17ТН	10	Механічний(РН-53)						1983р	
3ТН	10	Механічний(РН-53)						1983р	

Таблиця № 9. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/10 «Чулаківська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів	
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР		
1Т	150	Механічний(ДЗТ-11)	Ел-мех(ІР4700)					1982р	2007р
2Т	150	Механічний(ДЗТ-11)	Ел-мех(ІР4700)					1982р	2007р
ТН-154-1с	150	відсутній							
ВВ-35-1Т	35	Мікропроцесорний (МРЗС)						2013р	
ВВ-35-2Т	35	Мікропроцесорний (МРЗС)						2013р	
ВЛ-35 Коминтерн	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2013р	
ВЛ-35 Бехтеры-1	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2013р	
ВЛ-35 Долматовка	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2013р	
ВЛ-35 Бехтеры-2	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2013р	
ВЛ-35 Гладковка	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2013р	
ВЛ-35 Гопры	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2013р	
СВВ-35кВ	35	Мікропроцесорний (МРЗС)						2013р	
ТН-35-1	35	Механічний (РН-53)						1982р	
ТН-35-2	35	Механічний (РН-53)						1982р	
ВВ-35-1Т	35	Механічний(РТ-40)						1982р	
ВВ-35-2Т	35	Механічний(РТ-40)						1982р	
яч.11 Ф-56	10	Механічний(РТ-40)			+			1982р	
яч.13 Ф-52	10	Механічний(РТ-40)			+			1982р	
яч.4 Ф-51	10	Механічний(РТ-40)			+			1982р	

Продовження таблиця 9

<i>Присіднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановлення захистів</i>	
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>		
яч.5 Ф-55	10	Механічний(РТ-40)		+				1982р	
Яч.6 Ф-54	10	Механічний(РТ-40)		+				1982р	
яч.7 Ф-53	10	Механічний(РТ-40)		+				1982р	
яч.8 СМВ-10кВ	10	Механічний(РТ-40)						1982р	
ТН-10-1	10	Механічний(РН-53)						1982р	
ТН-10-2	10	Механічний(РН-53)						1982р	
ТСП-1	10	Механічний(РН-53)						1982р	
ТСП-2	10	Механічний(РН-53)						1982р	

Таблиця № 10. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/10 «Бериславська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів	
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР		
1Т	150	Мікропроцесорний (Діамант Т010)	Мікропроцесорний (Діамант Т030)					2018р	2018р
2Т	150	Мікропроцесорний (Діамант Т010)	Мікропроцесорний (Діамант Т030)					2019р	2019р
ТН-154-1	150	відсутній							
ТН-154-2	150	відсутній							
ВВ-35-1Т	35	Мікропроцесорний (РС80-АВ2)						2018р	
ВВ-35-2Т	35	Мікропроцесорний (РС80-АВ2)						2019р	
ВЛ-150 Л-68	150	Мікропроцесорний (Діамант L031)	-					2017р	
ВЛ-150 Л-69	150	Мікропроцесорний (Діамант L031)	-					2017р	
ДЗШ-1СШ 150кВ	150	Мікропроцесорний (Діамант SH01)	-					2018р	
ДЗШ-2СШ 150кВ	150	Мікропроцесорний (Діамант SH01)	-					2018р	
ВЛ-35кВ «Змеевка»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2007р	
ВЛ-35 «НС-102»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2007р	
ВЛ-35кВ «Костырка»	35	Механічний (КЗ-13)			+			1984р	

Продовження таблиця 10

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів	
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР		
ВЛ-35кВ «Заря»	35	Мікропроцесорний (MP3C)			+			2007р	
СМВ-35кВ	35	Механічний (КЗ-13)						1984р	
ТН-35-1	35	Механічний (РН-53)						1984р	
ТН-35-2	35	Механічний (РН-53)						1984р	
ВВ-10-1Т	10	Мікропроцесорний (PC80-AB2)						2018р	
ВВ-10-2Т	10	Мікропроцесорний (PC80-AB2)						2019р	
яч.5 Л-113Компресорная-1	10	Механічний (КЗ-13)						1984р	
яч.9 Л-119 «Котельная-1»	10	Мікропроцесорний (PC80-AB2)						2010р	
яч.8 Л-118 «Сырзавод»	10	Мікропроцесорний (PC80-AB2)						2010р	
Яч.10 Л1110 «ГОРОД»	10	Мікропроцесорний (PC80-AB2)						2010р	
яч.11 Л-1111 «РП-1-1»	10	Мікропроцесорний (PC80-AB2)						2010р	
яч.13 «ТСП-1»	10	Механічний (КЗ-13)						1984р	
яч.16 «ТСП-2»	10	Механічний (КЗ-13)						1984р	
яч.18 Л-1118 «РП-1-2»	10	Механічний (КЗ-13)						1984р	
яч.22 Л-1122 «Котельная-2»	10	Механічний (КЗ-13)						1984р	
яч.24 Л-1124 Компресорная-2	10	Механічний (КЗ-13)						1984р	
СМВ-10кВ	10	Механічний (КЗ-13)						1984р	

Таблиця № 11. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/10 «Трифонівка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів	
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР		
1Т	150	Мікропроцесорний (Діамамант Т010)	Мікропроцесорний (Діамамант Т030)					2019р	2019р
ВВ-35-1Т	35	Мікропроцесорний (МРЗС))						2019р	
ТН-35-1	35	Механічний(РН-53)						1980р	
СВВ-35кВ	35	Мікропроцесорний (МРЗС)						2009р	
ВЛ-35 «Александровка»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2009р	
ВЛ-35 «Космос-1»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2009р	
ВЛ-35 «Воскресеновка»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2009р	
ВЛ-35 «Борозенская»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)						2009р	
ВЛ-35 «Космос-2»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)						2009	
ВВ-10-1Т	10	Механічний(РТ-40)						2007р	
Ф-1361	10	Ел-мех(РС80М2)						2007р	
Ф-1362	10	Ел-мех(РС80М2)						2007р	
Ф-1363	10	Ел-мех(РС80М2)						2007р	
СВВ-10кВ	10	Мікропроцесорний (МРЗС)						2017р	
СЭС	10	Мікропроцесорний (МРЗС)						2017р	
ТСП-1	10	запобіжник							
ТСП-2	10	запобіжник							
ТН-10-1	10	Механічний(РН-53)						2007р	

Таблиця № 12. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/10 «Н.Олексіївка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів	
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР		
1Т	150	Механічний(ДЗТ-11)	Механічний(РТ-40)					1980р	1980р
2Т	150	Механічний(ДЗТ-11)	Механічний(РТ-40)					1980р	1980р
ТН-150-1 сш	150	відсутній							
ВЛ-35кВ «Р-5-1»	35	Мікропроцесорний (РС80-АВ2)			+			2019р	
ВЛ-35кВ «Партизаны»	35	Мікропроцесорний (РС80-АВ2)			+			2019р	
ВЛ-35кВ «Чонгар»	35	Мікропроцесорний (РС80-АВ2)			+			2019р	
ВЛ-35кВ «Геничеськ»	35	Мікропроцесорний (РС80-АВ2)			+			2019р	
ВЛ-35 «Сиваши»	35	Мікропроцесорний (РС80-АВ2)			+			2019р	
ВЛ-35кВ «Н.Михайловка»	35	Мікропроцесорний (РС80-АВ2)			+			2019р	
СМВ-35кВ	35	Мікропроцесорний (РС80-АВ2)						2019р	
ТН-35-1 сш	35	Механічний (РН-53)						1980р	
ТН-35-2 сш	35	Механічний (РН-53)						1980р	
ВМС-10кВ	10	Мікропроцесорний (РС80-А2)						2016р	
ТН-10-1 сш	10	Механічний (РН-53)						1993р	
ТН-10-2 сш	10	Механічний (РН-53)						1993р	
ВВ-10-1Т	10	Мікропроцесорний (РС80-АВ2)						2016р	
ВВ-10-2Т	10	Мікропроцесорний (РС80-АВ2)						2016р	
ф-711	10	Механічний (РТ-40)			+			1993р	
ф-712	10	Механічний (РТ-40)			+			1993р	

Продовження таблиця 12

<i>Присіднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановлення захистів</i>	
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>		
ф-713	10	Механічний (РТ-40)		+				1993р	
Ф-174	10	Механічний (РТ-40)		+				1993	
ф-715	10	Механічний (РТ-40)		+				1993р	
ф-716	10	Механічний (РТ-40)						1993р	
ф-717	10	Механічний (РТ-40)		+				1993р	
ф-718	10	Механічний (РТ-40)		+				1993р	
ф-719	10	Механічний (РТ-40)		+				1993р	
Ф-720	10	Механічний (РТ-40)		+				1993	
Ф-Велітон	10	Мікропроцесорний (РС80-А2.0)		+	+			2016р	
Ф-Веліген	10	Мікропроцесорний (РС80-А2.0)		+	+			2016р	
ТСР-2-1	10	запобіжник							
ТСР-1-2	10	запобіжник							

Таблиця № 13. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/10 «Н.Тимофеевка»

<i>Приєднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановлення захистів</i>	
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>		
1Т	150	Механічний(ДЗТ-11)	Ел-мех(4700)					1979р	2007р
2Т	150	Механічний(ДЗТ-11)	Ел-мех(4700)					1979р	2007р
ВВ-35-2Т	35	Механічний (КЗ-12)						1979р	
ВВ-35-1Т	35	Механічний (КЗ-12)						1979р	
ВЛ-35кВ «Р-5»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2010р	
ВЛ-35кВ «Восточный-1»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2010р	
ВЛ-35кВ «Восточный-2»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2010р	
ВЛ-35кВ «Запад-1»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2010р	
ВЛ-35кВ «Запад-2	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2010р	
ВЛ-35кВ «Р-5-1»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2010р	
ВЛ-35кВ «Благодатное»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2010р	
СВВ-35кВ	35	Механічний (КЗ-12)						1979р	
ТН-35-1 сш	35	Механічний (РН-53)						1979р	
ТН-35-2 сш	35	Механічний (РН-53)						1979р	
ТСП-1	10	запобіжник						-	
ТСП-2	10	запобіжник						-	

Таблиця № 14. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/10 «Н.Троїцькая»

Присіднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів	
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР		
1Т	150	Механічний(ДЗТ)	Ел-мех(РС80)					1981р	2008р
2Т	150	Механічний(ДЗТ)	Ел-мех(РС80)					1981р	2008р
ТН-150-1	150	Ел-мех (РЛ-53)						2018р	
ТН-150-2	150	Ел-мех (РЛ-53)			+			2018р	
ТН-150-ОСШ	150	відсутній			+				
ВЛ-150кВ «Партизаны»	150	Механічний(ЕПЗ1636)		+	+				2012р
ВЛ-150кВ Н.Тимофеевка-1	150	Мікропроцесорний (Діамант L014)		+	+				2018р
ВЛ-150кВ Н.Тимофеевка-2	150	Мікропроцесорний (Діамант L014)		+	+				2019р
ВЛ-150кВ «Дудчино»	150	Механічний(ЕПЗ1636)		+	+				2013р
ВЛ-150кВ «Н.Алексеевка»	150	Мікропроцесорний (Діамант L014)		+	+				2017р
ОВ-150кВ	150	Мікропроцесорний (REL 670)		+	+				2018р
ВЛ-150 Н.Троицкая ВЭС	150	Мікропроцесорний (RED 670)	Мікропроцесорний (REL 670)	+	+			2018р	2018р
ВЛ-150 Оверьяновская ВЭС	150	Мікропроцесорний (RED 670)	Мікропроцесорний (REL 670)	+	+			2018р	2018р
ШСВ-150кВ	150	Механічний (КЗ-12)		+	+			1981р	
ВВ-35-1Т	35	Ел-мех (РС80)						2008р	
ВВ-35-2Т	35	Ел-мех (РС80)						2008р	
ТН-35-1 сш	35	Механічний(РН-53)						1981р	
ТН-35-2 сш	35	Механічний(РН-53)						1981р	

Продовження таблиця 14

Присіднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів	
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР		
ВЛ-35кВ «Чкалово-2»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2015р	
ВЛ-35кВ «Р-2»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2015р	
ВЛ-35кВ «Громовка-2»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2015р	
ВЛ-35кВ «Громовка-1»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2015р	
ВЛ-35кВ «Чкалово-1»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2015р	
ВЛ-35кВ «Отрадовка»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2015р	
ВЛ-35кВ «Р-5»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2015р	
СВВ-35кВ	35	Механічний (КЗ-13)						1983р	
БСК-35-1	35	Мікропроцесорний (МРЗС)						2015р	
БСК-35-2	35	Мікропроцесорний (МРЗС)						2015р	
БСК-35-3	35	Мікропроцесорний (МРЗС)						2015р	
БСК-35-4	35	Мікропроцесорний (МРЗС)						2015р	
СМВ-10 кВ	10	Ел-мех (REST-2)						2009р	
Ф-611	10	Ел-мех (REST-2)			+			2009р	
Ф-612	10	Ел-мех (REST-2)			+			2009р	
Ф-613	10	Ел-мех (REST-2)			+			2009р	
Ф-614	10	Ел-мех (REST-2)			+			2009р	

Продовження таблиця 14

<i>Присіднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановлення захистів</i>	
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>		
Ф-615	10	Ел-мех (REST-2)		+				2009р	
Ф-616	10	Ел-мех (REST-2)		+				2009р	
Ф-617	10	Механічний (РТ-40)		+				1988р	
Ф-618	10	Механічний (РТ-40)		+				1988р	
Ф-619	10	Ел-мех (REST-2)		+				2009р	
TCP-1-2	10	Ел-мех (REST-2)						2009р	
TCP-3-4	10	Ел-мех (REST-2)						2009р	

Таблиця № 15. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/10 «Дудчино»

Присдання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів	
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР		
1Т	150	Механічний(ДЗТ-11)	Механічний(КЗ-13)		+			1968 р.	1968 р.
2Т	150	Механічний(ДЗТ-11)	Механічний(КЗ-13)		+			1968 р.	1968 р.
ВЛ-150 Каховская 330 кВ	150		Механічний (ЭПЗ1636)						1968 р.
ВЛ-150 Н.Троицк	150		Механічний (ЭПЗ1636)						1968 р.
ВЭС-150 кВ	150							1968 р.	
ТН-150-1СШ	150	Відсутній						1968 р.	
ТН-150-2СШ	150	Відсутній						1968 р.	
ВВС-35кВ	35	Мікропроцесорний (МРЗС)						2019р	
ВЛ-35 «Маг.Канал»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2013р	
ВЛ-35 «Ч.Перекоп»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2013р	
ВЛ-35 «Р-2»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2012р	
ВЛ-35 «К. Владимировка»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2013р	
ВЛ-35 «Семеновка»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2012р	
ВЛ-35 «Подовое»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2012р	
Вл-35 «А.Нова»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2012р	
ВЛ-35 «СЭС-1»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2014р	
ВЛ-35 «СЭС-2»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2014р	
ТН-35-1СШ	35	Механика (РН-53)						2014р	
ТН-35-1СШ	35	Механика (РН-53)						2014р	

Продовження таблиця 15

<i>Присіднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановлення захистів</i>	
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>		
СМВ-10	10	Механика (РТ-40)					+	1968р	
ВЛ-10 Ф-111	10	Механика (РТ-40)			+			1968р	
ВЛ-10 ф- 112	10	Механика (РТ-40)			+			1968р	
ВЛ-10 ф -113	10	Механика (РТ-40)			+			1968р	
ВЛ-10 Ф-114	10	Механика (РТ-40)			+			1968р	
ТН-10-1СШ	10	Механика (РН-53)						1968р	
ТН-10-2сш	10	Механика (РН-53)						1968р	

Таблиця № 16. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/6 «ГНС СОС»

Присдання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів	
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР		
2Т	150	Механика (ДЗТ-11)	Механика (КЗ-13)					1990р	1990р
ВЛ-150 «Каховка-1»	150	Мікропроцесорний (REL670)		+	+	+			2020р
ВЛ-150 «Каховка-2»	150	Мікропроцесорний (REL670)		+	+	+			2020р
ВЛ-150 «ФЕС-Васильевка»	150	Мікропроцесорний (RED670)	Мікропроцесорний (REL670)	+	+	+		2020р	2020р
ДЗШ-150-1СШ	150	Мікропроцесорний (Діамант SH01)				+			2020р
ДЗШ-150-2СШ	150	Мікропроцесорний (Діамант SH01)				+			2020р
ВЛ-35 «1ЦЛ»	35	Ел-мех (РС80)			+			2007 р.	
ВЛ-35 «6ЦЛ»	35	Ел-мех (РС80)			+			2007 р.	
ВМС-35	35	Механічний (КЗ-13)			+		+	1990 р.	
ТСР-35/0,4	35	Мікропроцесорний (РС83-А2.0)						2020р	
яч.№ 2 ВЛ-6 кВ «ГНС-2»	6	Механічний (КЗ-13)						1990 р.	
яч.№ 3 «ТСР-2»	6	Механічний (КЗ-13)						1990 р.	
яч.№ 6 «ВМС-6»	6	Механічний (КЗ-13)						1990 р.	
яч.№ 4 «ГН-6»	6	Механічний (РН-53)						1990 р.	

Таблиця № 17. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/6 «ГНС КОС»

<i>Присдання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановлення захистів</i>	
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>		
1Т	150	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний (КЗ-13)		+			1973 р.	1973 р.
2Т	150	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний (КЗ-13)					1973 р.	1973 р.
3Т	150	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний (КЗ-13)					1973 р.	1973 р.
4Т	150	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний (КЗ-13)		+			1973 р.	1973 р.
ВЛ-150 Н.Каховка - 1	150	-	-						
ВЛ-150 Н.Каховка - 2	150	-	-						
ТН-35-1 СШ	35	Механічний (РН-53)						1973 р.	
ТН-35-2 СШ	35	Механічний (РН-53)						1973 р.	
СВВ-35кВ	35	Механічний (КЗ-13)			+			1973 р.	
ВЛ-35кВ «Горностаевка»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2012 р.	
ВЛ-35кВ «Орошение 1»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2013 р.	
ВЛ-35кВ «Орошение 2»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2017 р.	
ВЛ-35кВ «Константиновка	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2012 р.	
СВВ-10	10	Мікропроцесорний (РС83-А2М)					+	2019р	
Ф 101 «Васильковка»	10	Мікропроцесорний (РС83-А2М)			+			2019р	
Ф 102 «Любимовка»	10	Мікропроцесорний (РС83-А2М)			+			2019р	
Ф 103 «Котельная»	10	Мікропроцесорний (РС83-А2М)			+			2019р	
Ф 104 «Птицепром»	10	Мікропроцесорний (РС83-А2М)			+			2019р	

Продовження таблиця 17

<i>Приєднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановлення захистів</i>	
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>		
Яч. 16 «Компрессорная»	10	Мікропроцесорний (РС83-А2М)						2019р	
Яч. 1 «Глобарт-1»	10	Мікропроцесорний (РС83-А2М)		+	+			2019р	
Яч. 17 «Глобарт-2»	10	Мікропроцесорний (РС83-А2М)		+	+			2019р	
ВЛ-10 ГНС Правая Цепь	10	Мікропроцесорний (РС83-А2М)						2019р	
ВЛ-10 ГНС Левая Цепь	10	Мікропроцесорний (РС83-А2М)						2019р	
ТН-10-1СШ	10	Механічний (РН-53)						2019р	
ТН-10-2СШ	10	Механічний (РН-53)						2019р	

Таблиця № 18. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/10 «Промбаза»

Присіднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів	
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР		
1Т	150	Механічний(ДЗТ-11)	Механічний(КЗ)				+	1968 р.	1968 р.
2Т	150	Механічний(ДЗТ-11)	Механічний(КЗ)				+	1968 р.	1968 р.
ВЛ-150 Н.Каховка – ГНС 1	150							-	
ВЛ-150 Н.Каховка - ГНС 2	150							-	
ВВС-35	35	Ел-мех(РС80)						2007 р.	
ВВ-35-1Т	35	Ел-мех(РС80)						2007р	
ВВ-35-2Т	35	Ел-мех(РС80)						2007р	
ТН-35-1СШ	35	Механічний(РН-53)						1968 р.	
ТН-35-2СШ	35	Механічний(РН-53)						1968 р.	
ВЛ-35 «Каховка 1»	35	ЕЛ-мех (РС-80)				+		2007р	
ВЛ-35 «Каховка 2»	35	Ел-мех(РС80)				+		2007 р.	
ВЛ-35 «Порт»	35	Ел-мех(РС80)				+		2007 р.	
КЛ-35 «ВВВВ»	35	Ел-мех(ZX-122)				+		2017 р.	
КЛ-35 ЧУМАК	35	Мікропроцесорний (УЗА-10)						2007р	
ВВ-10-1Т	10	Механічний (РТ-40)						1968р	
ВВ-10-2Т	10	Механічний (РТ-40)						1968р	
Яч. №1 «ТП-77»	10	Механічний (РТ-40)				+		1968 р.	
Яч.2 «КОЭМЗ-1»	10	Механічний (РТ-40)				+		1968р	
Яч 3 «Водозабор-1»	10	Механічний (РТ-40)				+		1968р	

Продовження таблиця 18

<i>Приєднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановлення захистів</i>	
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>		
Яч. №4 «Реф.Депо-1»	10	Механічний (РТ-40)		+				1968 р.	
Яч 5 «ПВФ-1»	10	Механічний (РТ-40)		+				1968р	
Яч.6 ПНУ-105	10	Механічний (РТ-40)		+				1968р	
Яч.7 «СЭС Каховка-1»	10	ЕЛ-мех (РС80)		+				2016р	
Яч.18	10	Механічний (РТ-40)		+				1968р	
Яч.11 ф-96	10	Механічний (РТ-40)		+				1968р	
Яч.12 ф -91	10	Механічний (РТ-40)		+				1968р	
Яч. 13 «Судосервис»	10	Механічний (РТ-40)		+				1968р	
Яч 14 «резерв»	10	Механічний (РТ-40)		+				1968р	
Яч. №15 «ДГК-1»	10	Механічний (РТ-40)		+				1968 р.	
Яч. №16 «ДГК-3»	10	Механічний (РТ-40)		+				1968 р.	
Яч. №17«Хлебзавод -1»	10	Механічний (РТ-40)		+				1968 р.	
Яч. №18 «ТН-10-3»	10	Механічний (РН-53)						1968 р.	
Яч. №19 «ТН-10-1»	10	Механічний (РН-53)						1968 р.	
Яч.22 СМВ-10-3-4	10	Механічний (РТ-40)					+	1968р	
Яч. №23 СМВ-10-1-2 сш	10	Механічний (РТ-40)					+	1968 р.	
Яч. №24 «ТН-10-4»	10	Механічний (РН-53)						1968 р.	
Яч. №25 «ТН-10-2»	10	Механічний (РН-53)						1968 р.	

Продовження таблиця 18

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів	
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР		
Яч.26 «КПД-2»	10	Механічний (РТ-40)		+				1968р	
Яч.27 «ЖБИ-2»	10	Механічний (РТ-40)		+				1968р	
Яч. 28 «Водозабор-2»	10	Механічний (РТ-40)		+				1968р	
Яч. 29 «КОЭМЗ-2»	10	Механічний (РТ-40)		+				1986р	
Яч. 30 «ПВФ-2»	10	Механічний (РТ-40)		+				1968р	
Яч.33 «Реф.Депо-2»	10	Механічний (РТ-40)		+				1968р	
Яч.34 «Ф-92»	10	Механічний (РТ-40)		+				1968р	
Яч. 35 Ф-93	10	Механічний (РТ-40)		+				1968р	
Яч. №36 «Резерв»	10	Механічний (РТ-40)		+				1968 р.	
Яч. №37 «СЭСКаховка2»	10	Ел-мех(РС80)		+				2016 р.	
Яч. 38 Ф-95	10	Механічний (РТ-40)		+				1968р	
Яч. 39 Ф-94	10	Механічний (РТ-40)		+				1968р	
Яч. №40 «ДГК-4»	10	Механічний (РТ-40)		+				1968 р.	
Яч. №41 «Технол. ТСР»	10	Механічний (РТ-40)						1968 р.	
Яч. №42 ««Хлебзавод -2»	10	Механічний (РТ-40)		+				1968 р.	

Таблиця № 19. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/10 «Рубанівка»

Призначення	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів	
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР		
1Т	150	Мікропроцесорний (Діамант Т010)	Мікропроцесорний (Діамант Т010)	+	+	+	+	2018 р.	2018 р.
2Т	150	Мікропроцесорний (Діамант Т010)	Мікропроцесорний (Діамант Т010)	+	+	+	+	2018 р.	2018 р.
ВЛ-150кВ «Чкалово»	150								
ТН-150-1СШ	150								
ВЛ-35 кВ «Благовещенка	35	Мікропроцесорний (РС83-АВ2)			+			1974 р.	
ВЛ-35 кВ «П.Покровка»	35	Мікропроцесорний (РС83-АВ2)			+			1974 р.	
ВЛ-35 кВ «В.Лепетиха»	35	Мікропроцесорний (РС83-АВ2)			+			1974 р.	
ВЛ-35 кВ «Ольгино»	35	Мікропроцесорний (РС83-АВ2)			+			1974 р.	
ВЛ-35 кВ «Николаевка»	35	Мікропроцесорний (РС83-АВ2)			+			1974 р.	
КЛ-35 кВ «ФЄС»	35	Мікропроцесорний (РС83-АВ2)			+			2018 р.	
ВМС-35 кВ	35	Мікропроцесорний (РС83-АВ2)					+	2018 р.	
ТН-35-1СШ	35	Механічний (РН-53)		+				1974 р.	
ТН-35-2СШ	35	Механічний (РН-53)		+				1974 р.	
яч.№ 1 ф. 331	10	Механічний (РТ-40)		+	+			1974 р.	
яч.№ 2 ф. 332	10	Механічний (РТ-40)		+	+			1974 р.	
яч.№ 5 ф. ТН-10-1СШ	10	Механічний (РН-53)						2018 р.	
Яч. 6 Ф 333	10	Механічний (РТ-40)		+	+			1974р	

Продовження таблиця 19

<i>Приєднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановлення захистів</i>	
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>		
яч.№ 7 ф. ФЄС-1	10	Мікропроцесорний (РС83-АВ2)		+	+	+		2018 р.	
яч.№ 8 ф. 335	10	Механічний (РТ-40)		+	+			1974 р.	
яч.№ 10 ВВС-10	10	Мікропроцесорний (РС83-АВ2)					+	2018 р.	
яч.№ 6 ф. 333	10	Механічний (РТ-40)		+	+			1974 р.	
яч.№ 13 ф. ТН-10-2СШ	10	Механічний (РН-53)						2018 р.	
яч.№ 14 «Резерв»	10	Механічний (РТ-40)						1974 р.	
яч.№ 15 «Резерв»	10	Механічний (РТ-40)						1974 р.	
яч.№ 16 ф. 334	10	Механічний (РТ-40)		+	+			1974 р.	
яч.№ 17 ф. 336	10	Механічний (РТ-40)		+	+			1974 р.	
яч.№ 18 ф. ФЄС-2	10	Мікропроцесорний (РС83-АВ2)		+	+	+		2018 р.	

Таблиця № 20. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/10 «Нова»

Прислання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів	
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР		
1Т	150	Мікропроцесорний (RET 650)	Мікропроцесорний (ZIV)					2016 р.	2016 р.
ВЛ-150 кВ Каирка 220 кВ	150	-						2016 р.	
ТН-150-1	150	Відсутній						2016 р.	
яч.2 ВЛ-35 «Р-2 Восток»	35	Мікропроцесорний (MP3C)		+	+	+		2016 р.	
Яч.3 ВЛ-35 «Чаплынка»	35	Мікропроцесорний (MP3C)		+	+	+		2016р	
яч.4 ТН-35-1СШ	35	Механічний (РН-53)						2016 р.	
яч.5 ВЛ-35 «Мирная»	35	Мікропроцесорний (MP3C)		+	+	+		2016 р.	
яч.8 ВВС-35	35	Мікропроцесорний (MP3C)		+	+	+		2016 р.	
яч.10 ВЛ-35 «Р-2 Запад»	35	Мікропроцесорний (MP3C)		+	+	+		2016 р.	
яч.11 ТН-35-2СШ	35	Механічний (РН-53)						2016 р.	
яч.12 ВЛ-35 «Кр. Чабан»	35	Мікропроцесорний (MP3C)		+	+	+		2016 р.	
яч.13 ВЛ-35 «Григоровка»	35	Мікропроцесорний (MP3C)		+	+	+		2016р.	
ВВВ-35-3Т	35	Мікропроцесорний (MP3C)						2019р	
яч. 1А «Кр.Чабан»	10	Мікропроцесорний (MP3C)						2019р.	
яч. 1 «СЕС-1»	10	Мікропроцесорний (MP3C)						2019р.	
яч. 2 ТСП-1	10	Мікропроцесорний (MP3C)						2016р	
яч. 3 ВВ-10-1Т	10	Мікропроцесорний (MP3C)						2016р	
яч. 4 ТН-10-1СШ	10	Механічний (РН-53)				+		2016р.	

Продовження таблиця 20

<i>Приєднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановлення захистів</i>	
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>		
яч. 7 СВВ-10	10	Механічний (РН-53)						2019р	
яч. 8 ВВ-10-3Т	10	Мікропроцесорний (МРЗС)						2019р	
яч. 9 ТН-10-2СШ	10	Механічний (РН-53)						2019р	
яч. 10 «СН Каирка»	10	Мікропроцесорний (МРЗС)						2019р	
яч. 11 «СЕС-2»	10	Мікропроцесорний (МРЗС)						2016р.	

Технічний стан РЗА на ПС 35/10(6)кВ

В АТ «Херсонобленерго» експлуатується 199 підстанцій класу напруги 35/10 кВ. Дані підстанціями виконують основне живлення енергосистеми області.

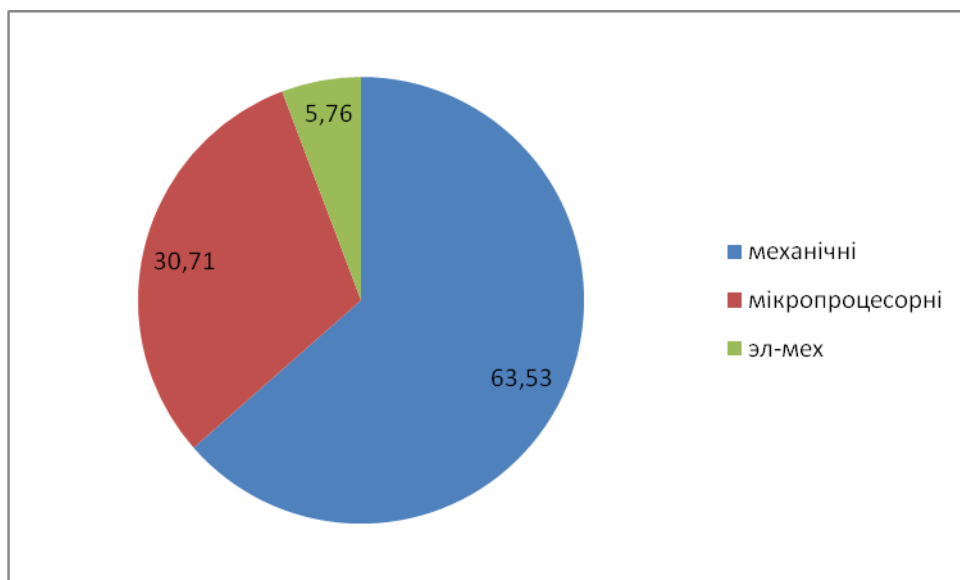
Підстанції обладнанні комплектами релейного захисту й автоматики для силового обладнання 35кВ та 6 (10)кВ. Встановленні комплекти захистів мають широкий спектр використаного обладнання починаючи з механічних, які встановленні у далекому 1957 році, електромеханічні (які є проміжною ланкою між механічними та мікропроцесорними пристроями, і нажаль не мають високої надійності в роботі, що пов'язано зі значною кількістю виходу їх з ладу), закінчуючи сучасними мікропроцесорними захистами.

Детальний аналіз показує незначне, але наявне переоснащення підстанцій 35кВ мікропроцесорними пристроями, які мають більш надійні та якісніші показники для забезпечення необхідних функцій, надаючи можливість оперативного виявлення пошкоджень та правильність реакції мережі на виникнення аварійного режиму.

У таблиці 1 наведено перелік підстанцій 35кВ з визначенням кількості встановлених комплектів релейного захисту на кожен клас напруги, та окрему кількість механічних, електромеханічних і мікропроцесорних пристроїв.

Таблиця 1 відсоткове відношення пристроїв РЗА встановлених на ПС 35кВ АТ «ХОЕ»

ПС	механічні	мікропроцесорні	електромеханіка	Загальна кількість
ПС 35/10(6)	1436	710	127	2273
відсоткове відношення %	63,53	30,71	5,76	

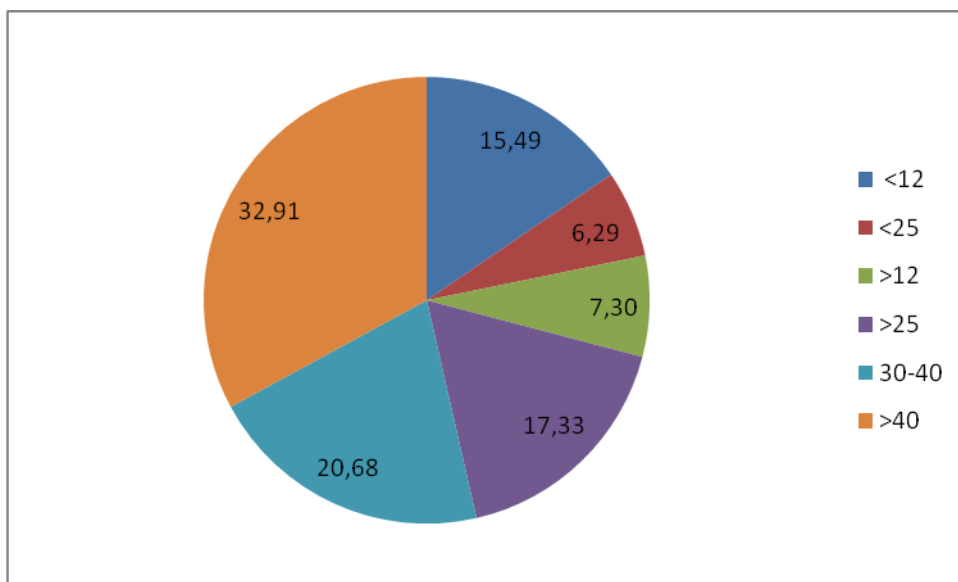


Мал..1 Діаграма відсоткового відношення типу встановленого обладнання на ПС 35/10(6)кВ

У таблиці 2 наведене відсоткове співвідношення старіння пристроїв РЗА які експлуатуються у АТ «ХерсонОблЕнерго» на підстанціях 35кВ

Таблиця 2

ПС	Пристрої РЗА						усього
	<12	<25	>12	>25	30-40	>40	
ПС 35/10 (6)	3348	143	166	386	470	748	2273
Відсотки %	15,49	6,29	7,30	17,33	20,68	32,91	



Мал.2 Діаграма відсоткового відношення старіння встановленого обладнання РЗА на ПС 35/10(6)кВ

Таблиця № 3. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Б.Острів»

<i>Приєднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановлення захистів</i>
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>	
Ввод 35кВ — 1Т 4МВА	35	Механічний (РТ-40/20;РП-341 РВМ-13)						1984р
Ввод10кВ – 1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)			+			2008р
Ф-931	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)			+			2008р
Ф-932	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)			+			2008р
Ф-933	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)			+			2008р
Ф-934	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)			+			2008р
яч.8 «Нибулон»	10	МікроПроцесорний (МРЗС-05Л)		+				2008р
ТН-10-1	10	запобіжник						1984р

Таблиця № 4. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Бехтери»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-1Т 2,5мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/10)					1978р
Ввод 35кВ-2Т 2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/20)						1978р
ВМ-35кВ «Ж.Порт»	35	Механічний (РТ-40/20)						1978р
Ввод 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2010р
Ввод 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2010р
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2010р
Ф-861	10	Мікроелектронний (REST-2,4)			+			2010р
Ф-862	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)			+			2010р
Ф-863	10	Мікроелектронний(УЗА-АТ)			+			2010р
Ф-864	10	Мікроелектронний(РС-80М2-14)			+			2010р
Ф-865	10	Мікроелектронний(УЗА-АТ)			+			2010р
Ф-866	10	Мікроелектронний(РС-80М2-14)						2010р
ТН-10-1	10	запобіжник						1978р
ТН-10-2	10	запобіжник						1978р

Таблиця № 5. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Більшовик»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ 1Т-4мВА	35	Механічний (РТ-40/10 РП-341, РВМ-12)						1987р
Ввод 10кВ 1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2012р
Ф-961	10	Мікроелектронний (REST-2,4)		+				2012р
Ф-962	10	Мікроелектронний (REST-2,4)		+				2012р
Ф-963	10	Мікроелектронний (REST-2,4)		+				2012р
ТН-10-1	10	запобіжник						1987р

Таблиця № 6. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «В.Дружина»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ 1Т-2,5мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механ. (РТ-40, РВМ)					1978р
ВМ-35кВ «Геройск»	35	Мікроелектронний (REST-2,4)			+			2008р
Ф-872	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)			+			2007р
Ф-874	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)			+			2007р
Ф-875	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)			+			2007р
ТН-10-1	10	запобіжник						1978р

Таблиця № 7. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Геройська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ 1Т-2,5мВА	35	Механічний (РТ-40, РВМ-12)						1967р
Ввод 10кВ 1Т	35	Мікроелектронний (РС-80М-14)						2011р
Ф-831	35	Мікроелектронний (РС-80М-14)		+				2011р
Ф-832	35	Мікроелектронний (РЕСТ-2,4)		+				2011р
Ф-833	35	Мікроелектронний (РЕСТ-2,4)		+				2011р
ТН-10-1	10	запобіжник						1967р

Таблиця № 8. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Гладковка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ 1Т-2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/20)						1989р
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/20)						1989р
Ввод 10кВ 1Т	35	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2007р
Ф-891	35	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				2007р
Ф-892	35	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				2007р
Ф-893	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				2007р
Ф-896	10	Мікроелектронний (RTEST2.4)		+				2007р
ТН-10-1	10	запобіжник						1989р

Таблиця № 9. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Голопристанська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-1Т-16МВА	35	Механічний (ДЗТ-11)	Механіч. (РТ-40/10)					1964р
Ввод 35кВ-2Т-10МВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механіч. (РТ-40/10)					1964р
СМВ-35кВ	35	Механічний (КЗ-37)						1964р
ВМ-35 Б.Остров	35	Механічний (РТ-40/10)						1964р
Ввод 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-8)						2009р
Ввод 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-8)						2009р
СМВ-10кВ	10	Механічний. (РТ-40/10 РСВ-13)						1964р
ВМ-10-2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-8)						2009р
Ф-801	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)			+			2009р
Ф-802	10	Мікроелектронний (РЕСТ-2.4)			+			2009р
Ф-803	10	Мікроелектронний (РЕСТ-2.4)			+			2009р
Ф-804	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)			+			2009р
Ф-805		Мікроелектронний (РЕСТ-2.4)			+			2009р
Ф-806	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)			+			2009р
Ф-807	10	Мікроелектронний (РЕСТ-2.4)			+			2009р
Ф-808	10	Мікроелектронний (РЕСТ-2.4)			+			2009р
Ф-809	10	Мікроелектронний (РС-80М2)			+			2009р
Ф-8010	10	Мікроелектронний (РС-80М2)			+			2009р
Ф-8011	10	Мікроелектронний (РЕСТ-2.4)			+			2009р

Продовження таблиці 9

<i>Присіднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановлення захистів</i>
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>	
Ф-804	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)			+			2009р
Ф-805	10	Мікроелектронний (REST-2.4)			+			2009р
Ф-806	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)			+			2009р
Ф-8012	10	Механічний (РТ-40/10)						1964р
Ф-8013	10	Мікроелектронний (REST-2.4)			+			2009р
Ф-8014	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)						2009р
Ф-8015	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)						2009р
ТН-10-1	10	запобіжник						1964р
ТН-10-2	10	запобіжник						1964р

Таблиця № 10. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Долматівка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-1Т 4мВА	35	Мікроелектронний (РС-80М2)						2009р
Ввод 35кВ-2Т- 2,5мВА	35	Мікроелектронний (РС-80М2)						2009р
ВЛ-35кВ Сов. Азербайджан	35	Механічний (РТ-40/10)						1966р
Ввод 10кВ-1Т	35	Мікроелектронний (РС-80М2)						2009р
2015	35	Механічний (РС-80М2)						2009р
2015	10	Мікроелектронний (РС-80М2)						2009р
2015	10	Мікроелектронний (РС-80М2)			+			2009р
2015	10	Мікроелектронний (РС-80М2)			+			2009р
1960	10	Мікроелектронний (РС-80М2)			+			2009р
1960	10	Мікроелектронний (РС-80М2)			+			2009р
1960	10	Мікроелектронний (РС-80М2)			+			2009р
Ф-816	10	Мікроелектронний (REST-2/4)			+			2009р
Ф-819	10	Мікроелектронний (РС-80М2)			+			2009р
ТН-10-1	10	запобіжник						1966р
ТН-10-2	10	запобіжник						1966р

Таблиця № 11. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Олександрівська».

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Р
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т 2500	35	Механічний (РТ-40/20, РСВ_13-18)	-					1982р
Ввід 10кВ 1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-	+				2005р
СМВ-35 кВ	35	Механічний (РТ-40/10)	-					1982р
СМВ-10 кВ	10	Механічний (РТВ-1)	-					1982р
яч. 1 Л-571	10	Механічний (РТ-85/1)	-					1982р
яч. 6 Л-573	10	Механічний (РТ-85/1)	-					1982р
яч. 7 Л-574	10	Механічний (РТ-85/1)	-					1982р
яч. 5 ТН-1	10	запобіжник	-					1982р
яч.2 ТСП-1	10	запобіжник	-					1982р

Таблиця № 12. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Батумська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-2,5МВА	35	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13-18)	-					1984р
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (REST-2, 4)	-	+				2010р
яч. 6 Л-651	10	Мікроелектронний (RT-200.4)	-					2015р
яч. 5 Л-652	10	Мікроелектронний (RT-200.4)	-					2015р
яч. 4 Л-653	10	Мікроелектронний (RT-200.4)	-					2015р
яч. 1 ТСП-1	10	запобіжник	-					1984р
яч. 3 ТН-1	10	запобіжник	-					1984р

Таблиця № 13. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Білозерська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ -1Т -4мВА	35	Механічний (РТ-40/10, РСВ-13-18)						1987р
Ввід 35кВ -2Т -10,0мВА	35	Мікропроцесорний (РС83-А2М)	Мікропр. (РС83-ДТ2)					2017/2017р
Ввід 10кВ -1Т		Мікропроцесорний (РС-80МР)		+				2017р
Ввід 10кВ -2Т		Мікропроцесорний (РС-80МР)		+				2017р
ПЛ-35 Комишани	35	Механічний (РТ-40/10, РСВ-13-18)						1977р
ПЛ-35 НС-2	35	Мікропроцесорний (РС-80/2М-14)						2018р
ВЛ-35 Г. Велетень	35	Мікропроцесорний (РС-80/2М-14)						2018р
ТН-35-1	35	відсутній						2005р
яч. 1а Л-ФЕС	10	мікропроцесорний		+				2017р
яч. 1 Л-501	10	Мікроелектронний (REST-2,4)						2012р
яч. 9 Л-502	10	Мікроелектронний (REST-2,4)						2012р
яч. 12 Л-503	10	Мікроелектронний (REST-2,4)						2012р
яч. 11 Л-504	10	Мікроелектронний (REST-2,4)						2012р
яч. 2 Л-505	10	Мікроелектронний (REST-2,4)						2012р
яч. 7 СВВ-10	10	Мікропроцесорний (РС-80МР)						2017р
яч. 14 ТСП-1	10	запобіжник						1977р
яч. 4 ТСП- 2	10	запобіжник						1977р
яч. 10 ТН-1	10	запобіжник						1977р
яч. 6 ТН-2	10	запобіжник						1977р

Таблиця № 14. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Восточная»

Присіднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ – 1Т – 6,3мВА	35	Мікропроцесорний (РС83-ДТ2)	Мікропроц.(ZX122)					2018/2013р
Ввід 35кВ – 2Т – 6,3мВА	35	Мікропроцесорний (РС83-ДТ2)	Мікропроц.(ZX122)					2018/2012р
СМВ-35	35	Механічний (РТ-40/10 РСВ-13)	-					1982р
Ввід 10кВ – 1Т	10	Мікроелектронний (РЕСТ-2,4)	-	+				2013р
Ввід 10кВ – 2Т	10	Мікроелектронний (РЕСТ-2,4)	-	+				2012р
яч. 1 КЛ-607	10	Мікропроцесорний (МРЗС-05Л)	-	+				2016р
яч. 2 Л-602	10	Мікроелектронний (РС-80МР)	-					2018р
яч. 6 Л-601	10	Мікропроцесорний (РС-80МР)	-					2018р
яч. 9 КЛ-604	10	Мікропроцесорний (МРЗС-05Л)	-	+				2013р
яч. 12 Л-605	10	Мікропроцесорний (МРЗС-05Л)	-	+				2013р
яч. 13 Л-603	10	Механічний (РТВ-1)	-					1982р
яч. 17 КЛ-606	10	Мікропроцесорний -(МРЗС-05Л)	-	+				2016р
яч. 10 СМВ-10	10	Мікроелектронний (РТ-204)	-					2013р
яч. 5 ТСП-1	10	запобіжник	-					1982р
яч. 15 ТСП- 2	10	запобіжник	-					1982р
яч. 3 ТН-1	10	запобіжник	-					1982р
яч. 14 ТН-2	10	запобіжник	-					1982р

Таблиця №15. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Г. Велетень»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-2500кВА	35	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13)	-					1985р
Ввід 35кВ – 2Т-2500кВА	35	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13)	-					1985р
Ввід 10кВ -1Т	10	Мікроелектронний (REST-2,4)	-	+				2012р
Ввід 10кВ – 2Т	10	Мікроелектронний (РТ.204)	-	+				2012р
яч. 5 Л-773	10	Мікроелектронний (REST)	-					2015р
яч. 10 Л-775	10	Механічний (РТ-85/1)	-					1985р
яч. 12 Л-776	10	Механічний (РТ-85/1)	-					1985р
яч. 15 Л-777	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2013р
яч. 16 Л-778	10	Механічний (РТВ-1)	-					1985р
яч. 8 СМВ-10	10	Мікроелектронний (РТ.204)	-					2012р
яч. 4 ТСП-1	10	запобіжник	-					1985р
яч. 13 ТСП- 2	10	запобіжник	-					1985р
яч. 6 ТН-1	10	запобіжник	-					1985р
яч. 11 ТН-2	10	запобіжник	-					1985р

Таблиця № 16. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Дар'ївська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ -1Т -4,0мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механіч.(РТ-40/20)					2004/1970р
Ввід 35кВ – 2Т -3,2мВА	35	Мікроелектронний (РС-80М2-5)						1970р
СМВ-35	35	мікропроцесорний						2018р
Ввід 10кВ – 1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				2013р
Ввід 10кВ -2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				2013р
яч. 8 Л-551	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2013р
яч. 16 КЛ-552	10	Мікроелектронний (REST)						2014р
яч. 14 КЛ-554	10	Механічний (РТ-85/1)						1970р
яч. 17 Л-555	10	Мікроелектронний (РТ-200.4)						2014р
яч. 15 Л-556	10	Мікроелектронний (РС83-А2.0)						2014р
яч. 7 КЛ-557	10	Мікроелектронний (РТ-200.4)						2015р
яч. 2 КЛ-559	10	Мікроелектронний (РТ-200.4)						2015р
яч. 1 КЛ-5510	10	Мікроелектронний (РТ-200.4)						2015р
яч. 18 КЛ-5511	10	Механічний (РТВ-1)						1970р
яч. 9 СМВ-10	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2013р
яч. 11 ТСП-1	10	запобіжник						1970р
яч. 4 ТСП- 2	10	запобіжник						1970р
яч. 10 ТН-1	10	запобіжник						1970р
яч. 5 ТН-2	10	запобіжник						1970р

Таблиця № 17. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Інгулецька»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ – 1Т 4,0МВА	35	Механічний (КЗ-37)						1975р
Ввід 10кВ – 1Т 4,0МВА	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				2005р
яч. 13 Л-591	10	Механічний (РТ-85/1)						1975р
яч. 5 Л-592	10	Механічний (РТВ-4)						1975р
яч. 9 Л-593	10	Механічний (РТ-85/1)						1975р
яч. 8 Л-594	10	Механічний (РТ-85/1)						1975р
яч. 3 Л-595	10	Механічний (РТВ-1)						1975р
яч. 6 СМВ-10	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2013р
яч. 1 ТСП-1	10	запобіжник						1975р
яч. 4 ТН-1	10	запобіжник						1975р

Таблиця № 18. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Прогрес»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-2,5МВА	35	Механічний (РТ-40/20)	-					2000р
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-	+				2010р
яч. 5 Л-511	10	Механічний (РТВ-1)	-					1973р
яч. 4 Л-513	10	Механічний (РТВ-1)	-					1973р
яч. 2 ТСП-1	10	запобіжник	-					1973р
яч. 3 ТН-1	10	запобіжник	-					1973р

Таблиця №19. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Киселівська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ – 1Т 2,5МВА	35	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13-18)	-					2018р
СВВ-35	35	Мікропроцесорний (РС80М2-14)	-					2018р
ВВ-35 Музиківка	35	Мікропроцесорний (РЕСТ-2,4)	-					2018р
ВВ-35 ФЕС	35	Мікропроцесорний (РС-80-АВ2)	-	+				2018р
ТН-35-2	35	запобіжник	-					2018р
Ввід 10кВ – 1Т	10	Мікропроцесорний (РЕСТ-2,4)	-	+				2018р
яч. 1 Л-611	10	Механічний (РТВ-4)	-					1976р
яч. 5 Л-612	10	Мікроелектронний (РТ-200)	-					2018р
яч. 6 Л-613	10	Мікроелектронний (РТ-200)	-					2018р
яч. 3 ТСП-1	10	запобіжник	-					1976р
яч. 2 ТН-1	10	запобіжник	-					1976р

Таблиця № 20. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Садове»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ – 1Т 2,5МВА	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-12)						1995р
Ввід 10кВ – 1Т	10	Мікропроцесорний (РЕСТ 2,4)		+				2018р
яч. 6 Л-761	10	Механічний (РТ-85/1)						1995р
яч. 7 Л-762	10	Механічний (РТВ-1)						2008р
яч. 2 Л-763	10	Механічний (РТВ-1)						2010р

Таблиця № 21. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Музиківська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ -2Т–2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13)						1988р
СМВ-35	35	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13)						1988р
Ввід-10кВ –2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				2010р
яч. 1 Л-781	10	Механічний (РТМ)						1988р
яч. 4 Л-782	10	Механічний (РТМ)						1988р
яч. 11 Л-786	10	Мікроелектронний (РТ-204)						2014р
яч. 15 Л-788	10	Механічний (РТВ-1)						1988р
СМВ-10	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2012р

Таблиця № 22. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Правдіне»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ – 1Т 2,5мВА	35	Механічний (КЗ-37)						1978р
СВВ-35	35	Мікропроцесорний (РС-80-АВ2)						2018р
Ввід 10кВ – 1Т	10	Мікропроцесорний (REST-2,4)		+				2018р
яч. 1 Л-621	10	Механічний (РТВ-4)						1978р
яч. 2 Л-622	10	Мікроелектронний (REST)						2014р
яч. 5 Л-623	10	Механічний (РТВ-1)						1978р

Таблиця № 23. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Советская»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
1Т	35	мікропроцесорний	мікропроцесорний					2018/2018р
2Т	35	мікропроцесорний	мікропроцесорний					2018/2018р
СВВ-35	35	мікропроцесорний						2018р
МВ-35 Олександрівська	35	Механічний (РТ-40/50; РСВ-13-18)						1974р
ВВ-35 ФЕС	35	мікропроцесорний		+				2018р
ТН-35-2	35	запобіжник						2018р
яч. 3 1Т	10	мікропроцесорний		+				2018р
яч. 10 2Т	10	мікропроцесорний		+				2018р
яч. 12 Л-531	10	Механічний (РТВ-1)						1974р
яч. 7 Л-532	10	Механічний (РТВ-1)						1974р
яч. 13 Л-533	10	Механічний (РТВ-1)						1974р
яч. 9 Л-534	10	Механічний (РТМ)						1974р
яч. 1 ТСП-1	10	запобіжник						1974р
яч. 11 ТСП-2	10	запобіжник						1974р
яч. 8 ТН-2	10	запобіжник						1974р

Таблиця № 24. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Станіславська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ – 1Т 6,3мВА	35	Механічний (ДЗТ-11)	Мікроелектронний (РС80М2-8)					2003р
МВ-35 Олександрівська	35	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13)						1973р
Ввід 10кВ – 1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				2004р
яч. 7 Л-561	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2005р
яч. 2 Л-562	10	Мікроелектронний (РТ-204)						2014р
яч. 14 Л-563	10	Мікроелектронний (РТВ-1)						2009р
яч. 1 Л-564	10	Мікроелектронний (РТ-85/1)						2009р
яч. 3 Л-565	10	Мікроелектронний (РТВ-1)						2018р
яч. 12 Л-566	10	Мікроелектронний ((РТ-204))						2008р
СМВ-10	10	Мікроелектронний (REST.01-204)						2014р
яч. 5 ТСП-1	10	запобіжник						1973р
яч. 6 ТН-1	10	запобіжник						1973р

Таблиця № 25. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Токарівська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ 1Т 2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/10, РСВ-13-18)						1970р
Ввід 35кВ –2Т 4,0мВА	35	Механічний (РТ-40/10, РСВ-13-18)						1970р
МВ-35 Орловська	35	Механічний						1970р
ВВ-35 Тягінка	35	Мікропроцесорний		+				2019р
ТН-35	35	Відсутній						1970р
Ввід 10кВ –1Т 2,5мВА	10	Мікроелектронний (РС80М2-14)		+				2013р
Ввід 10кВ –2Т 4,0мВА	10	Мікроелектронний (РС80М2-14)		+				2010р
яч. 8 Л-581	10	Мікроелектронний (РТВ-4)						2009р
яч. 5 Л-582	10	Мікроелектронний (РТ-204)						2016р
яч. 12 Л-583	10	Мікроелектронний (РТ-200)						2016р
яч. 1 Л-584	10	Мікроелектронний						2009р
СМВ-10	10	Мікроелектронний						2012р
яч. 2 ТСП-1	10	Запобіжник						1970р
яч. 9 ТСП-2	10	Запобіжник						1970р
яч. 11 ТН-2	10	Запобіжник						1970р

Таблиця № 26. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Торгова» .

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ - 1Т- 4мВА	35	Мікропроцесорний (РС80М2-14)						2019р
СМВ-35	35	Механічний (РТ-40//20; РСВ-13)						1998р
Ввід 10кВ – 1Т-4мВА	10	Мікропроцесорний (РС80М2-14)		+				2019р
яч. 17 Л-631	10	Мікроелектронний (РС80М2-14)						2009р
яч. 14 Л-632	10	Мікропроцесорний (РС80М2-14)						2017р
яч. 8 Л-635	10	Мікропроцесорний (РС80М2-14)						2015р
яч. 2 Л-638	10	Мікропроцесорний (РС80М2-14)						2013р
яч. 5 ФЕС	10	Мікропроцесорний (РС83-А2.0)						2019р
СМВ-10	10	Мікропроцесорний (РС80М2-14)						2019р
яч. 3 ТСП-1	10	запобіжник						1977р
яч. 7 ТН-1	10	запобіжник						1977р

Таблиця № 27. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Орловська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВВ-35 Микільська	35	Мікропроцесорний (РС-83-АВ)			+			2019р
СВВ-35	35	Мікропроцесорний (РС-83-АВ)			+			2019р
ВВ-35 Токарівська	35	Мікропроцесорний (РС-83-АВ)			+			2019р
ВВ-35 ФЕС	35	Мікропроцесорний (РС-83-АВ)		+	+			2019р
ТН-35-1	35	запобіжник						2019р
ТН-35-2	35	запобіжник						2019р
яч. 1 ТСП	10	запобіжник						2019р

Таблиця № 28. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Чорнобаївська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-4мВА	35	Механічний (РТ-40/10, РВМ-12)						1968р
Ввід 35кВ-2Т-4мВА	35	Механічний (РТ-40/10)						1968р
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікропроцесорний (РС80М2-14)		+				2004р
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікропроцесорний (РС80М2-14)		+				2005р
яч. 13 Л-541	10	Мікроелектронний (РТ-200.4)						2015р
яч. 16 Л-542	10	Мікроелектронний (РТ-200.4)						2015р
яч. 8 Л-543	10	Мікропроцесорний (РС80М2-14)						2016р
яч. 2 Л-544	10	Мікроелектронний (РТ-200.4)						2015р
яч. 7 Л-545	10	Мікропроцесорний (РС80М2-14)						2015р
яч. 4 Л-546	10	Мікропроцесорний (РС80М2-14)						2016р
СМВ-10	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2013р
яч. 5 ТСП-1	10	запобіжник						1968р
яч. 14 ТСП-2	10	запобіжник						1968р
яч. 3 ТН-1	10	запобіжник						1968р
яч. 12 ТН-2	10	запобіжник						1968р

Таблиця № 29. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Ш. Балка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т 2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/6, РСВ-13)						1982р
Ввід 35кВ-2Т 2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/6, РСВ-13)						2013р
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікропроцесорний (РС80М2-14)		+				2004р
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (REST-2,4)		+				2013р
яч. 2 Л-521	10	Механічний (РТВ-1)						1962р
яч. 1 Л-522	10	Мікроелектронний (РТ-204)						2017р
яч. 15 Л-523	10	Мікроелектронний (РТ-204)						2015р
яч. 6 Л-524	10	Механічний (РТМ)						1962р
СМВ-10	10	Мікроелектронний ((РТ-204))						2015р
яч. 3 ТСП-1	10	запобіжник						1962р
яч. 12 ТСП-2	10	запобіжник						1962р
яч. 5 ТН-1	10	запобіжник						1962р
яч. 9 ТН-2	10	запобіжник						1962р

Таблиця № 30. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Н.Збурьєвка».

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановленн я захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ - 1Т	35	Механічний (РТ-40/20,РВМ-12, РП-341)						1988р
Ввод 35кВ - 2Т	35	Механічний (РТ-40/20,РВМ-12, РП-341)						1988р
Ввод 10кВ - 1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				1988р
Ввод 10кВ - 2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				1988р
ВМС-35	35	Механічний (РТ-40/10)						1988р
ВМС-10	35	Механічний(РТ-40/10)						1988р
Ф-1323	10	Механічний (РТВ-4)	-					1988р.
Ф-1324	10	Механічний (РТВ-4)	-					1988р
Ф-1323	10	Механічний (РТВ-4)	-					1988р
Ф-1322	10	Механічний (РТВ-4)	-					1988р.
ТСП-1	10	запобіжник						1988р
ТСП-2	10	запобіжник						1988р
ТН-6-1	10	запобіжник						1988р
ТН-6-2	10	запобіжник						1988р

Таблиця № 31. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС-35/10кВ «Б.Криница»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-1Т-4,0мВА	35	Механічний (КЗ-37)	-					1981 р.
Ввод 35кВ-2Т-2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/10, РВМ-12)	-					1981 р.
Ввод 10кВ-1Т	10	Механічний (РТВ-1)	-					1981 р.
Ввод 10кВ-2Т	10	Механічний (РТВ-1)	-					1981 р.
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/10, РВМ-12)	-					1981 р.
СМВ-10кВ	10	відсутній	-					-
Ф-1331	10	Механічний (РТВ-1)	-					1981 р.
Ф-1332	10	Механічний (РТВ-1)	-					1981 р.
Ф-1333	10	Механічний (РТВ-2)	-					1981 р.
Ф-1334	10	Механічний (РТВ-2)	-					1981 р.
Ф-1335	10	Механічний (РТВ-1)	-					1981 р.
Ф-1336	10	Механічний (РТВ-1)	-					1981 р.
Ф-1337	10	Механічний (РТВ-4)	-					1981 р.
Ф-1338	10	Механічний (РТВ-4)	-					1981 р.
Ф-1339	10	Механічний (РТВ-2)	-					1981 р.

Таблиця №32. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС-35/10кВ «Борозенська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Мікроелектронний (REST-2,4)	-					2005 р.
Ввід 35кВ-2Т-2,5мВА	35	Мікроелектронний (РС-80)	-					2005 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (REST-2,4)	-					2005 р.
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (REST-2,4)	-					2005 р.
Ф-1351	10	Механічний (РТВ-1)	-					1977 р.
Ф-1352	10	Механічний (РТВ-1)	-					1977 р.
Ф-1352	10	Механічний (РТВ-1)	-					1977 р.
Ф-1352	10	Механічний (РТМ)	-					1977 р.

Таблиця № 33. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС-35/10кВ «В.Александровка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВМ-35кВ «Д.Брод»	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-12)	-					1979 р.
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-12)	-					1979 р.
Ввід 35кВ-1Т-4,0МВА	35	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2010 р.
Ввід 35кВ-2Т-4,0МВА	35	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2010 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2010 р.
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2010 р.
Ф-1301	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2010 р.
Ф-1302	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2010 р.
Ф-1303	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2010 р.
Ф-1304	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2010 р.
Ф-1305	10	Механічний (РТ-81/2)	-					1979 р.
Ф-1306	10	Механічний (РТ-81/2)	-					1979 р.
Ф-1307	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2010 р.
Ф-1308	10	Механічний (РТ-81/2)	-					1979 р.
Ф-1309	10	Мікроелектронний (REST-2,4)	-					2010 р.
БСК	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2010 р.

Таблиця № 34. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Степная».

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановленн я захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ - 1Т	35	Механічний (РТ-40/20,РВМ-12, РП-341)						1975р
Ввод 35кВ - 2Т	35	Механічний (РТ-40/20,РВМ-12, РП-341)						1975р
Ввод 10кВ - 1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				1975р
Ввод 10кВ - 2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				1975р
ВМС-35	35	Механічний (РТ-40/10)						1975р
ВМС-10	35	Механічний(РТ-40/10)						1975р
Ф-1323	10	Механічний (РТВ-4)	-					1975р.
Ф-1324	10	Механічний (РТВ-4)	-					1975р
Ф-1323	10	Механічний (РТВ-4)	-					1975р
Ф-1322	10	Механічний (РТВ-4)	-					1975р
ТСП-1	10	запобіжник						1975р
ТСП-2	10	запобіжник						1975р
ТН-6-1	10	запобіжник						1975р
ТН-6-2	10	запобіжник						1975р

Таблиця № 35. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС-35/10кВ «Вішнева»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-2Т-1,6мВА	35	Мікропроцесорний (РС83-ДТ2)	-					2009 р.
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікропроцесорний (РС80М2-14)	-					1976 р.
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-12)	-					1976 р.
Ф-1342	10	Механічний (РТВ)	-					1976 р.
Ф-1343	10	Механічний (РТВ)	-					1976 р.

Таблиця № 36. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС-35/10кВ « Д.Бродська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40, РВМ-12)					1990/1990
Ввід 10кВ-1Т		Механічний (РТ-40/10,РВМ-12)	-					1990 р.
Ф-1392	10	Мікропроцесорний (РС80М2-14)	-					2009 р.
Ф-1393	10	Мікропроцесорний (РС80М2-14)	-					2009 р.

Таблиця № 37. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС-35/10кВ «Калининская»

Присіднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВМ-35кВ «Тамарино»	35	Механічний (РТ-40/10, РВМ-12)	-					1970 р.
Ввід 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/10, РВМ-12)	-					1970 р.
Ввід 35кВ-2Т-2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/10, РВМ-12)	-					1970 р.
Ввід 10кВ-2Т	10	Механічний (РТВ-1)	-					1970 р.
Ввід 10кВ-2Т	10	Механічний (РТВ-1)	-					1970 р.
СМВ-10кВ	10	Механічний (РТВ-1)	-					1970 р.
Ф-1321	10	Механічний (РТВ-1)	-					1970 р.
Ф-1322	10	Механічний (РТВ-4)	-					1970 р.
Ф-1323	10	Механічний (РТВ-4)	-					1970 р.
Ф-1324	10	Механічний (РТВ-4)	-					1970 р.

Таблиця № 38. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС-35/10кВ «Колос»

Присіднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-1,6мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механіч.(РТ-40, РВМ-12)					1988/1988
Ввід 10кВ-1Т	10	Механічний (РТВ-1)	-					1988 р.
Ф-1382	10	Механічний (РТВ-1)	-					1988 р.
Ф-1383	10	Механічний (РТВ-1)	-					1988 р.
Ф-1384	10	Механічний (РТВ-1)	-					1988 р.

Таблиця № 39. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС-35/10кВ «Н.Дмитриевская»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/10, РВМ-12)	-					1993 р.
Ввід 35кВ -1Т	35	Механічний (РНТ-565)	Механ.(РТ-40, РВМ-12)					1993/1993р
Ввід 10кВ-1Т	10	Механічний (РТВ-1)	-					1993 р.
СМВ-10кВ	35	відсутній	-					-
Ф-1371	10	Мікропроцесорний (РС80М2-14)	-					2008 р.
Ф-1372	10	Мікроелектронний (РС80М2-14)	-					2008 р.
Ф-1373	10	Мікроелектронний (РС80М2-14)	-					2008 р.
Ф-1374	10	Мікроелектронний (РС80М2-14)	-					2008 р.
Ф-1375	10	Мікроелектронний (РС80М2-14)	-					2008 р.
Ф-1326	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2008 р.

Таблиця № 40. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС-35/10кВ «Н.Кубань»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВМ-35 «Борозенская»	35	Мікроелектронний (РС80М2-14)	-					2010 р.
Ввід 35кВ-1Т-1,8МВА	35	Мікропроцесорний (РС80М2-14)	-					2010 р.
Ввід 35кВ-2Т-1,8МВА	35	Мікропроцесорний (РС80М2-14)	-					2010 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікропроцесорний (РС80М2-14)	-					2010 р.
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-5)	-					2010 р.
Ф-1311	10	Механічний (РТМ)	-					2010 р.
Ф-1312	10	Механічний (РТМ)	-					2010 р.
Ф-1313	10	Механічний (РТМ)	-					2010 р.
Ф-1314	10	Механічний (РТМ)	-					2010 р.

Таблиця № 41. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10/6 «Антоновская»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод-35кВ –1Т 1,0мВА	35	Мікропроцесорний (PC80M2-14)						2008р
Ввод-35кВ –2Т 4,0мВА	35	Механічний (PHT-565)	Механіч.(РТ-40, РВМ-12)					1980/1980р
ВМ-35кВ «ОП-10»	35	Механічний (РТ-40/10 РВМ-12)	-					1980р
Ввод-10кВ –1Т	10	Мікропроцесорний (PC80M2-14)						2009р
Ввод-6кВ –2Т	6	Мікропроцесорний (PC80M2-14)						2009р
Яч.№4 ТП-361	10	Механічний (РТВ-1)	-					1980р
Яч.№1А ЖД	10	Механічний (РТ-85/1)	-					1980р
Яч.№1 ТН-10-1	10	Запобіжник	-					1980р
Яч.№2 ТСП-1	10	Запобіжник	-					1980р
Яч.№8 КТП-620	6	Механічний (РТ-85/1)	-					1980р
Яч.№9 КТА-В/Ч по фидеру. «УкрНИИОЗ»	6	Механічний (РТВ-1)	-					1980р
Яч.№5 ТН-6-2	6	Запобіжник	-					1980р
Яч.№6 ТСП-2	6	Запобіжник	-					1980р

Таблиця № 42. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6 «Бетонверфь»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод-35кВ-1Т 6.3МВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механіч.(РТ-40, РСВ-13)					2011/2011р
Ввод-35кВ-2Т 6.3МВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механіч.(РТ-40, РСВ-13)					2011/2011р
Ввод-6кВ-1Т	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2011р
Ввод-6кВ-2Т	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2011р
Яч.8 Коминтерн-1	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1968р
Яч.9 Коминтерн-2	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1968р
Яч.10 Судобетонверфь-3	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1968р
Яч.11 з-д Куйбышева	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1968р
Яч.12 Судобетонверфь-1	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1968р
Яч.13 ТП-775	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1968р
Яч.14 Судостроительный-1	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1968р
Яч.23 Судобетонверфь-2	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1968р
Яч.24 СМВ-6	6	Механічний (РТ-85/1)		-				1968р
Яч.5 Судобетонверфь-4	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1968р

Таблиця № 43. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6 «Держинская»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод-35кВ-1Т 16МВА	35	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний (КЗ-32)					1964/1964р
Ввод-35кВ-2Т 16МВА	35	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний (КЗ-32)					1964/1964р
Яч.6 Тяговая-7	6	Механічний (ИТ-85/1)		+				1964р
Яч.15 РП-Диод	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964р
Яч.16 РП-Рабочий	6	Механічний (РТ-85/5)		+				1964р
Яч.17 ЦРП-Электормаш	6	Механічний (РТ-85/5)		+				1964р
Яч.18	6	Механічний (ИТ-85/1)		+				1964р
Яч.21 РП-Кузнечный	6	Механічний (РТ-85/5)		+				1964р
Яч.22 ТП-47	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964р
Яч.23 ТП-14	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964р
Яч.24 ТП-60, ТП-72	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964р
Яч.25 ТП-240	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964р
Яч.26 РП-Электромаш	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964р
Яч.27	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964р
Яч.28 РП-Мебельный	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964р
Яч.29 Компрессорная	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964р
Яч.30 РП-Машзал	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964р
Яч.№8 СМВ-6кВ	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964р

Таблиця № 44. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6 «Дніпровська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод-35кВ-1Т 16МВА	35/6	Механічний (ДЗТ-11)	Механіч.(РТ-40, РСВ-13)					2011/2013р
Ввод-35кВ-2Т 16МВА	35/6	Механічний (ДЗТ-11)	Механіч.(РТ-40, РСВ-13)					2011/1967р
Ввод-6кВ-1Т	6	Мікроелектронний (РС-80)						2007р
Ввод-6кВ-2Т	6	Мікроелектронний (РС-80)						2007р
Яч.2 Речпорт	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				2007р
Яч.4 Тяговая 13	6	Мікропроцесорний (РС80М2-14)		+				2007р
Яч.5 ТП-105	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				2007р
Яч.7 РП-Водозабор	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				2007р
Яч.9 ТП-202	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				2007р
Яч.11 Водопровод	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				2007р
Яч.13 ТП-167	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				2007р
Яч.15 ТП-433	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				2007р
Яч.16 ТП-346	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				2007р
Яч.21 ТП-232	6	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13-18)		+				2013р
Яч.22 Елеватор	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				2007р
Яч.23 ТП-30	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				2007р
Яч.25 ТП-324	6	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13)		+				2013р

Продовження таблиці 44

Яч.27 Речпорт	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1967р
Яч.28 Полиграффабрика	6	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13)		+				2013р
Яч.29 ТП-159	6	Мікроелектронний (АЛ-5-7)		+				2014р
Яч.30 Морпорт	6	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13)						2013р
Яч.31 ТП-105-2	6	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13)		+				2013р
Яч.32 ТП-458	6	Мікроелектронний (АЛ-5-7)		+				2014р
Яч.34 ТП-458	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				2007р
Яч.36 ТП-111	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				2007р
Яч.2а «Оскар-1»	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05Л)		+				2012р
Яч.33 «Оскар-2»	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05Л)		+				2012р
Яч.2б «РП-Шмидта-1»	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)						2007р
Яч.35 «РП-Шмидта-2»	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)						2007р
Яч.3 ТП-435	6	Механічний (РТ-40/10, РСВ-13)						2014р
Яч.1а	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05Л)		+				2017р
Яч.1	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05Л)		+				2017р
ТН-35-1	6	запобіжник						2002р
ТН-35-2	6	запобіжник						2002р
Яч.20 20ТН	6	запобіжник						2002р

Таблиця №45. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6 «Заводська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод-35кВ-1Т 16мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (КЗ-32)					1962/1962р
Ввод-35кВ-2Т 16мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (КЗ-32)					1962/1962р
СМВ-6кВ	6	Механіч.(РТ-40, РСВ-13)						2013р
Яч.2 ТП-307	6	Механіч.(РТ-40, РСВ-13)		+				2013р
Яч.4	6	Механічний (РТ-85/1)		+				2013р
Яч.6 Киевстар-2	6	Механіч.(РТ-40, РСВ-13)		+				2013р
Яч.8 ТП-1044-2	6	Механіч.(РТ-40, РСВ-13)		+				2013р
Яч.14 ЗБХ-2	6	Механіч.(РТ-40, РСВ-13)		+				2013р
Яч.16 Маркет-Групп	6	Мікроелектронні (РС-80М2-14)		+				2013р
Яч.17 РП-Шуменский-1	6	Механіч.(РТ-40, РСВ-13)		+				2013р
Яч.18 ТЭЦ НІЗ-1	6	Механічний (РТ-85/1)		+				2013р
Яч.19 Маркет-Групп-2	6	Механіч.(РТ-40, РСВ-13)		+				2013р
Яч.20 РП-Николаевский	6	Механіч.(РТ-40, РСВ-13)		+				2013р
Яч.21 ЗБХ-1	6	Механіч.(РТ-40, РСВ-13)		+				2013р
Яч.22 ТП-231	6	Механіч.(РТ-40, РСВ-13)		+				2013р
Яч.23 ТП-323	6	Мікропроцесорний (УЗА-АТ)		+				2009р
Яч.24 ТП-1044-1	6	Мікропроцесорний (УЗА-АТ)		+				2009р
Яч.26 ТП-905	6	Мікроелектронні (РС-80-8)		+				2009р
Яч.28 Киевстар-1	6	Мікроелектронні (РС-80-8)		+				2009р

Таблиця № 46. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6 «Кіндійска»

Присіднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-1Т - 10мВА	35/6	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний (КЗ-32)					2001/1995р
Ввод 35кВ-2Т –10мВА	35/6	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний (КЗ-32)					2001/1995р
Ввод 6кВ-1Т	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)						2008р
Ввод 6кВ-2Т	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)						2008р
Яч.10 10ВВС	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)						2008р
Яч.2 «РП-МОСТ»	6	Мікроелектронні (REST-1)		+				2008р
Яч.2А ТП-428-ІІ	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2008р
Яч.4 «ТП-624»	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2008р
Яч.6 «Антоновка»	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2008р
Яч.7 «ТП-380»	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2008р
Яч.9 РП-ЗОН	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)						2008р
Яч.11 ТП-373	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2008р
Яч.12 ТП-622	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2008р
Яч.14 Онкодиспансер-1	6	Мікроелектронні (REST-2,4)		+				2008р
Яч.16 МИС (ТП-475)	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2008р
Яч.18 РП-ЗБН	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)						2008р
Яч.19 «УкрНИИОЗ»	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)і		+				2008р

Продовження таблиці 46

Присіднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Яч.20 ТП-428-І	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2008р
Яч.21 Онкодиспансер-2	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2008р
Яч.22 ТП-919	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2008р
Яч.23 Арис ЛТД	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2008р
Яч.24 ПКФ «Еліт-Пласт»	6	Мікроелектронні (РС-80М2-8)		+				2008р

Таблиця № 47. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6 «Комсомольська»

Присіднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВЛ-35кВ «Заводская-1»	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05-01)		+	+	+		2005р
ВЛ-35кВ «Заводская-2»	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05-01)		+	+			2005р
Ввод-35кВ-1Т 16МВА	35/6	Механічний (РНТ-565)	Механічний (КЗ-32)					2000/2005р
Ввод-35кВ-2Т 16МВА	35/6	Механічний (РНТ-565)	Механічний (КЗ-32)					2000/2005р
Ввод-6кВ-1Т	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005р
Ввод-6кВ-1Т	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005р
Яч.1 ТП-465	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)		+				2005р

Продовження таблиці 47

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Яч.2 ТП-549	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)		+				2005р
Яч.3 Тяговая-1-1	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)		+				2005р
Яч.4 ТП-464	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)		+	+			2005р
Яч.6 ТП-474	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)		+				2005р
Яч.8 ТП-324-1	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)		+	+			2005р
Яч.10 Водопровод	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005р
Яч.12 ТП-447	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)		+				2005р
Яч.14 ТП-160	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)		+				2005р
Яч.15 ТП-51 (новая)	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005р
Яч.16 ТП-417	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)		+				2005р
Яч.18 ТП-471	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)		+				2005р
Яч.20 ТП-157	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005р
Яч.22 ЦРП-Электромаш	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005р
Яч.24 ТП-324-2	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005р
Яч 26 ТП-331	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005р
Яч.28 РП-Подпольный-2	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005р
Яч.30 Тяговая-1-2	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005р
Яч.32 ТП-163	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005р

Продовження таблиці 47

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Яч.33 ТП-156	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)					2005р	
Яч.34 ТП-196	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)					2005р	
Яч.15 ТП-51 (новая)	6	Мікроелектронний (REST-2,4)					2018р	
СВВ-6кВ	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)					2005р	
ТН-31	6	запобіжник					2005р	
ТН-32	6	запобіжник					2005р	
Яч.25 25ТН	6	запобіжник					2005р	
Яч.11 11ТН	6	запобіжник					2005р	
Яч.23 23ТСП	6	запобіжник					2005р	

Таблиця № 48. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6 «Консервна»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод-35кВ –1Т 7,5мВА	35	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13)					1964р	
Ввод-35кВ –2Т 10мВА	35	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13)					1964р	
Яч.1 «Консервний-2»	6	Мікроелектронні (REST-2,4)		+			2013р	
Яч.2 «Консервний-3»	6	Мікроелектронні (REST-2,4)		+			2013р	
Яч.4 «ТП-199-2»	6	Мікроелектронні (REST-2,4)		+			2013р	

Продовження таблиці 48

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
СВВ-6кВ (яч.13)	6	Мікроелектронні (РС-80М2-14)						2013р
Яч.6 «НС-2-2»	6	Механічний (РТ-85/1)						1964р
Яч.8 «Насосная»	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964р
Яч.9 ТП-469	6	Мікроелектронні (REST-2,4)		+				2013р
Яч.10 «РН-Насосный ТЭЦ»	6	Механічний (РТ-85/1)		+				2013р
Яч.12 «Стеклотара-2»	6	Мікроелектронні (REST-2,4)		+				2013р
Яч.14 «Стеклотара-3»	6	Мікроелектронні (REST-2,4)		+				2013р
Яч.15 «ТП-199-1»	6	Мікроелектронні (REST-2,4)		+				2013р
Яч.16 «Стеклотара-1»	6	Мікроелектронні (REST-2,4)		+				2013р
Яч.18 «РП-Черноморский»	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964р
Яч.20 «Кирпичный-1»	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964р
Яч.22 «Консервный-1»	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2013р
Яч.24 «НС-2-1»	6	Мікроелектронні(РС-80М2-14)		+				2013р
Яч.25	6	Мікроелектронні (РС-80М2-14)						2013р
Яч.26 «ТП-85»	6	Механічний (РТ-85/1)						1964р
Яч.27	6	Механічний (РТВ-1)						1964р
Яч. 28 «НС-6-1»	6	Мікроелектронні (РС-80М2-14)						2013р
Яч.29	6	Мікроелектронні (РС-80М2-18)	+					2013р

Продовження таблиці 48

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Яч.30	6	Механічний (РТ-85/1)						1964р
Яч.32	6	Механічний (РТ-85/1)						1964р
Яч.34	6	Механічний (РТ-85/1)						1964р
Яч.19 19ТСП	6	запобіжник						1964р
Яч.3 3ТСП	6	запобіжник						1964р
Яч.7 7ТН	6	запобіжник						1964р
Яч.17 17ТН	6	запобіжник						1964р

Таблиця № 49. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6 «Кошева»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод-35кВ-1Т 6,3МВА	35	Механічний (РНТ-565)	Мікроелектронні (УЗА-АТ-Т)					2012/2012р
Ввод-35кВ-2Т 6,3МВА	35	Механічний (РНТ-565)	Мікроелектронні (УЗА-АТ-Т)					2012/2012р
Ввод-6кВ-1Т	6	Мікроелектронні (РС-80-М2-8)						2012р
Ввод-6кВ-2Т	6	Мікроелектронні (УЗА-АТ-Т)						2012р

Продовження таблиці 49

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Яч.12 РП Микон	6	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13)		+				2012р
Яч.9 СВВ-6кВ	6	Мікроелектронні (УЗА-АТ-Т)						2012р
Яч.18 ТП-58	6	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13)		+				2012р
Яч.19 ТП-443	6	Мікроелектронні (РС-80М2-14)						2007р
Яч.20 ТП-321-1	6	Мікроелектронні (РС-80М2-14)		+				2007р
Яч.21 РП-КНС	6	Мікроелектронні (АЛ-5-7)		+				2014р
Яч.22 РП-Подпольный яч.17	6	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13)		+				2012р
Яч.23 Островная-1	6	Мікроелектронні (РС-80М2-8)						2007р
Яч.28 Островная-2	6	Мікроелектронні (РС-80М2-8)						2007р
Яч.29 РП-Подпольный яч.16	6	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13)		+				2012р
Яч.33 ТП-321	6	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13)		+				2012р
Яч.32 РП-КНС	6	Мікроелектронні (АЛ-5-7)		+				2012р
Яч.31 Речпорт	6	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13)		+				2012р
Яч.30 РП-Подпольный	6	Механічний (РТ-85/1)		+				2012р
Яч 34 РП-Причальный	6	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13)		+				2012р

Таблиця № 50. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «МИС»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод-35кВ-1Т-4мВА	35	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний (КЗ-12)					1981р
Ввод- 35кВ-2Т-4мВА	35	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний (КЗ-12)					1981р
Яч.2 Гормолзавод	10	Механічний (РТ-85/1)						1981р
Яч.5 УкрНИИОЗ-1	10	Механічний (РТ-85/1)		+				1981р
Яч.7 МИС-1	10	Механічний (РТВ-1)						1981р
Яч.12 МИС-2	10	Механічний (РТ-85/1)						1981р
Яч.14 УкрНИИОЗ-2	10	Механічний (РТ-85/1)						1981р
Яч.17 Янтарный	10	Мікроелектронні (РС-80М2-14)						2008р
Яч.18 УкрНИИОЗ-3	10	Механічний (РТ-85/1)						1981р
Яч.19	10	Механічний (РТ-85/1)		+				1981р
СМВ-10кВ	10	Механічний (РТ-85/1)						1981р
Яч.6	10	Мікроелектронні (REST-1,1)		+				2009р
яч.1 -Ф. 4001 ТП-1073	10	Мікроелектронні (РС-80М2М-8)						2008р

Таблиця № 51. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6 «Островна»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод-35кВ-1Т 10мВА	35	Механічний (КЗ-37)						1965р
Ввод-35кВ-2Т 10мВА	35	Механічний (КЗ-37)						1965р
Ввод-6кВ-1Т	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2011р
Ввод-6кВ-2Т	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2011р
Яч.1 1ВВС-6кВ	6	Механічний (РТ-85/1)						1965р
Яч.5	6	Механічний (РТ-85/1)						1965р
Яч. 9 ФТП-1	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1965р
Яч.11 ФТП-3-1	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1965р
Яч.12	6	Механіч.(РТ-40, РСВ-13)		+				1965р
Яч.13 Кошєвая -1	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05)						2011р
Яч.14 Кошєвая -2	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05)						2011р
Яч.15 Тяговая-2	6	Механіч.(РТ-40, РСВ-13)		+				1965р
Яч.16 РП-22-2	6	Механічний (РТ-85/1)						1965р
Яч.20 ФТП-2	6	Мікроелектронні (АЛ-5-7)		+				2016р
Яч.21 РП-22-1	6	Механічний (РТ-85/1)						1965р
Яч.22 ФТП-3-2	6	Механічний(РТ-85/1)						1965р

Таблиця № 52. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6 «Оч. Сооружения»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
СВВ-35кВ	35	Мікропроцесорний (РС-80)						2018р
ВВ-35кВ Белозерка	35	Мікропроцесорний (РС-80)						2018р
ВМ-35 ХНПЗ-1	35	-						
ВМ-35 ХНПЗ-2	35	-						
ТСР-35-1	35	запобіжник						2003р
ТСР-35-2	35	запобіжник						2003р
ТН-35-1	35	запобіжник						2003р
ТН-35-2	35	запобіжник						2003р
Ввод-35кВ-1Т 10МВА	35	Мікропроцесорний (РС-80)	Мікропроцесорний (РС-80)					2018/2018р
Ввод-35кВ-2Т 10МВА	35	Мікропроцесорний (РС-80)	Мікропроцесорний (РС-80)					2018/2018р
Ввод-6кВ-1Т	6	Мікропроцесорний (РС-83А2М)						2018р
Ввод-6кВ-2Т	6	Мікропроцесорний (РС-83А2М)						2018р
Яч.11 СВВ-6кВ	6	Мікропроцесорний (РС-80-МР)						2018р
Яч.2 ТП-3-1	6	Мікропроцесорний (РС-80-МР)		+				2018р
Яч.6	6	Не рабочая						
Яч.9	6	Мікропроцесорний (РС-80-МР)		+				2018р

Продовження таблиці 52

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Яч.10 с-з Камышанский	6	Мікропроцесорний (РС-80-МР)		+				2018р
Яч.12 ТП-718	6	Мікропроцесорний (РС-80-МР)		+				2018р
Яч.14 ТП-771	6	механічний		+				2018р
Яч.19 ТП-3-2	6	Мікропроцесорний (РС-80-МР)		+				2018р
Яч.21 Ток	6	Мікропроцесорний (РС-80-МР)						2018р
Реклоузер Ф-3121 оп.324а	6	Мікропроцесорний (РС-80-МР)						2018р
Реклоузер Ф-3109 оп.108	6	Мікропроцесорний (РС-80-МР)						2018р
Реклоузер Ф-3112 оп133	6	Мікропроцесорний (РС-80-МР)						2018р
Яч.17 17ТСП	6	запобіжник						2003р
Яч.4 4ТСП	6	запобіжник						2003р
Яч.16 16ТН	6	запобіжник						2003р
Яч.5 5ТН	6	запобіжник						2003р

Таблиця № 53. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Генічеськая»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод-35кВ-1Т	35/10	Механічний (ДЗТ-11)	Механіч. (РТ-40, РСВ-13)					1967р
Ввод-35кВ-2Т	35/10	Механічний (ДЗТ-11)	Механіч. (РТ-40, РСВ-13)					1967р
Ввод-10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (РС-80)						1967р
Ввод-10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (РС-80)						1967р
Яч.4 Тяговая 13	10	Мікропроцесорний (РС80М2-14)		+				1967р
Яч.5 ТП-105	10	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				1967р
Яч.7 РП-Водозабор	10	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				1967р
Яч.9 ТП-202	10	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				1967р
Яч.11 Водопровод	10	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				1967р
Яч.13 ТП-167	10	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				1967р
Яч.15 ТП-433	10	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				1967р
Яч.16 ТП-346	10	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				1967р
Яч.21 ТП-232	10	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13-18)		+				1967р
Яч.22 Елеватор	10	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				1967р
Яч.23 ТП-30	10	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				1967р
Яч.25 ТП-324	10	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13)		+				1967р

Продовження таблиці 53

Яч.27 Речпорт	10	Механічний (РТ-85/1)		+				1967р
Яч.28 Полиграффабрика	10	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13)		+				1967р
Яч.29 ТП-159	10	Мікроелектронний (АЛ-5-7)		+				1967р
Яч.30 Морпорт	10	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13)						1967р
Яч.31 ТП-105-2	10	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13)		+				1967р
Яч.32 ТП-458	10	Мікроелектронний (АЛ-5-7)		+				1967р
Яч.34 ТП-458	10	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				1967р
Яч.36 ТП-111	10	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				1967р
Яч.2а «Оскар-1»	10	Мікропроцесорний (МРЗС-05Л)		+				1967р
Яч.33 «Оскар-2»	10	Мікропроцесорний (МРЗС-05Л)		+				1967р
Яч.2б «РП-Шмидта-1»	10	Мікроелектронний (РС-80М2-8)						1967р
Яч.35 «РП-Шмидта-2»	10	Мікроелектронний (РС-80М2-8)						1967р
Яч.3 ТП-435	10	Механічний (РТ-40/10, РСВ-13)						1967р
Яч.1а	10	Мікропроцесорний (МРЗС-05Л)		+				1967р
Яч.1	10	Мікропроцесорний (МРЗС-05Л)		+				1967р
ТН-35-1	10	запобіжник						1967р
ТН-35-2	10	запобіжник						1967р
Яч.20 20ТН	10	запобіжник						1967р

Таблиця № 54. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Сонечна»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод-35кВ –1Т 2,5мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20; РП-361; РВМ-12)					1982/1982р
Ввод-10,5кВ –1Т 2,5мВА	10	Механічний (РТВ-1)						1982р
Яч.6 ТП-708	10	Механічний (РТВ-1)						1982р
Яч.7 Ф-4107 ТП-855	10	Механічний (РТВ-1)						1982р
Яч.4 ТСП-1	10	запобіжник						1982р
Яч.5 ТН-1	10	запобіжник						1982р

Таблиця № 55. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Северная»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ –1Т –10мВА	35	Механічний (ДЗТ-11)	Мікропроцесорний (РС-83)					2018/2018р
Ввод 35кВ –2Т –16мВА	35	Механічний (ДЗТ-11)	Мікропроцесорний (РС-83)					2018/2018р
Ввод 10кВ –1Т –10мВА	10	Мікроелектронні (РС-80М2-5)						2010р
Ввод 10кВ –2Т –16мВА	10	Мікроелектронні (РС-80М2-5)						2010р

Продовження таблиці 55

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Яч.14 СВВ-10кВ	10	Мікроелектронні (РС-80М2-5)						2010р
Яч.1 Тяговая 18-1	10	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2010р
Яч.2 ТП-508-1	10	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2010р
Яч.3 ТП-521	10	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2010р
Яч.5 ТП-490	10	Мікроелектронні (РС-80М2-5)						2010р
Яч.7 ЮЗ-17/90-І	10	Мікроелектронні(РС-80М2-5)		+				2010р
Яч.9 РП-Блюхера	10	Мікроелектронні(РС-80М2)		+				2010р
Яч.10 ТП-691-1	10	Мікроелектронні(РС-80М2-5)		+				2010р
Яч.11 РП-Насосная-1	10	Механічний(РТ-85/1)		+				2010р
Яч.13 ТП-653	10	Мікроелектронні(РС-80М2)		+				2009р
Яч.15 РП-Блюхера-2	10	Мікроелектронні(РС-80М2-5)		+				2009р
Яч.17	10	Мікроелектронні(REST-1)		+				2009р
Яч.18 ТП-241	10	Мікроелектронні(РС-80М2-5)		+				2009р
Яч.21 Тяговая-ІІ	10	Мікроелектронні(РС-80М2-5)		+				2009р
Яч.23 ЮЗ-17-90-ІІ	10	Мікроелектронні(РС-80М2-5)		+				2009р
Яч.25 ТП-521-ІІ	10	Мікроелектронні(РС-80М2-5)		+				2009р
Яч.27 ТП-508-ІІ	10	Мікроелектронні(РС-80М2-5)		+				2009р
Яч.28 ТП-691-ІІ	10	Мікроелектронні(РС-80М2-5)		+				2009р

Продовження таблиці 55

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Яч.30 ТП-631	10	Мікроелектронні(РС-80М2-5)		+				2009р
Яч. 19 (новая)	10	Механічний (РТ-40/20, РП-361, РСВ-13-18)		+				2014р
Яч.20 20ТСП	10	запобіжник						2001р
Яч.24 24ТН	10	запобіжник						2001р
Яч.4 4ТСП	10	запобіжник						2001р
Яч.12 ТН-1	10	запобіжник						2001р

Таблиця № 56. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6 «Строительна»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод-35кВ –1Т 7,5мВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний (ЭТ-521/10, РП-341, РВМ-13)					1967/1967р
Ввод-35кВ –2Т 6,3мВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний (ЭТ-521/10, РП-341, РВМ-13)					1967/1967р
Ввод-6кВ –1Т	6	Механічний (ЭТ-521/10, РП-341, РВМ-13)						1967р
Ввод-6кВ –2Т	6	Механічний (ЭТ-521/10, РП-341, РВМ-13)						1967р
Яч.1 ЦРП Холодильник	6	Механічний (ЭТ-521/10, РП-341, РВМ-13)		+				1967р
Яч.3 ТП-682	6	Механічний(РТ-85/1)						1967р
Яч.6 ТП-667	6	Механічний(РТ-85/1)		+				2008р
Яч.8 ТП-393	6	Мікроелектронні(РС-80М2М-14)		+				1967р
СМВ-6кВ	6	Механічний(РТ-85/1)						1967р
Яч.11 ТП-666	6	Механічний (ЭТ-523/10 РП-341, РСВ-13)		+				1967р
Яч.13 ТП-668	6	Механічний(РТ-85/1)		+				1967р
Яч.17 РМЗ-2	6	Механічний(РТ-85/1)		+				1967р
Яч.18 РП-Николаевский	6	Механічний(РТ-85/1)		+				1967р
Яч.19 Эл.механ.завод	6	Механічний(РТ-85/2)		+				1967р

Продовження таблиці 56

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Яч.19-а РП-Газетный	6	Механічний(РТ-85/2)		+				1967р
Яч.20	6	Механічний(РТ-85/2)		+				1967р
Яч.20-а	6	Механічний(РТ-85/1)		+				1967р
Яч.21	6	Механічний(РТ-85/1)		+				1967р
Яч.22	6	Механічний(РТ-85/1)		+				1967р
Яч.14 14ТСП	6	Механічний(РТ-85/1)						1967р
Яч.5 5ТСП	6	запобіжник						1967р
Яч.16 16ТН	6	запобіжник						1967р
Яч.7 7ТН	6	запобіжник						1967р

Таблиця № 57. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Сухарна»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ –1Т –10МВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний (РТ-40/10 РП-361 РВМ-13)					2012/2012р
Ввод 35кВ –2Т –10МВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний (РТ-40/10 РП-361 РВМ-13)					2012/2012р
Ввод 10кВ –1Т –10МВА	10	Механічний (РТ-40/10 РП-361 РВМ-13)						2012р
Ввод 10кВ –2Т –10МВА	10	Механічний (РТ-40/10 РП-361 РВМ-13)						2012р
Яч.13 СВВ-10кВ	10	Механічний (РТ-40/20 РП-341 РСВ-13)						2012р
Яч.1 ТСП-1 10/0.23	10	Механічний (РТ-40/6 РП-341 РСВ-13)						2012р
Яч.2 Л-332 Котельная-1	10	Механічний (РТ-40/10 РП-341 РСВ-13)						2012р
Яч.2а	10	Механічний (РТ-40/10 РП-341 РСВ-13)						2012р
Яч.4 Л-334 ТП-825-1	10	Механічний (РТ-40/20 РП-341 РСВ-13)		+				2012р
Яч.6 Л-336 ТП-826-1	10	Механічний (РТ-40/20 РП-341 РСВ-13)		+				2012р
Яч.8 Л-338 РП-Западный	10	Механічний (РТ-40/20 РП-341 РСВ-13)		+				2012р

Продовження таблиці 57

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Яч.2а	10	Механічний (РТ-40/10 РП-341 РСВ-13)						2012р
Яч.4 Л-334 ТП-825-1	10	Механічний (РТ-40/20 РП-341 РСВ-13)		+				2012р
Яч.6 Л-336 ТП-826-1	10	Механічний (РТ-40/20 РП-341 РСВ-13)		+				2012р
Яч.18 Л-3318 ТП-825-2	10	Механічний (РТ-40/20 РП-341 РСВ-13)		+				2012р
Яч.20 Л-3320 ТП-826-2	10	Механічний (РТ-40/20 РП-341 РСВ-13)		+				2012р
Яч.24 Л-3324 Котельная-2	10	Механічний (РТ-40/20 РП-341 РСВ-13)		+				2012р
Яч.23 ТСП-2 10/0.23	10	Механічний (РТ-40/20 РП-341 РСВ-13)		+				2012р
Яч.25 Л-3325 РП - Западный-2	10	Механічний (РТ-40/20 РП-341 РСВ-13)		+				2012р
Яч.22	10	Механічний (РТ-40/20 РП-341 РСВ-13)		+				2012р
Яч.15 ТН-10-2	10	запобіжник						2005р
Яч.7 ТН-10-1	10	запобіжник						2005р

Таблиця № 58. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6 «Текстильная»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод-35кВ 1Т-16мВА	35	Механічний(ДЗТ-11)	Механічний (РТ-40/20)					2013/2013р
Ввод-35кВ 2Т-16мВА	35	Механічний(ДЗТ-11)	Механічний (РТ-40/20)					2013/2013р
Ввод-6кВ 1Т-16мВА	6	Мікропроцесорний(МРЗС-05)						2012р
Ввод-6кВ 2Т-16мВА	6	Мікроелектронні(РС-80М2-5)						2010р
Яч.16 СВВ-6кВ	6	Мікроелектронні(РС-80М2-5)						2006р
Яч.1 ТП-136	6	мікроелектронні		+				2006р
Яч.2 ТП-589	6	Механічний(РТ-85/1)		+				2006р
Яч.3 ТП-243	6	Мікроелектронні(РС-80М2-5)		+				2006р
Яч.5 РП-Індустріальний	6	Мікроелектронні(РС-80М2-5)		+				2006р
Яч.7 ТП-12	6	Мікроелектронні(РС-80М2-5)		+				2006р
Яч.9 Холодильник-2	6	Мікроелектронні(РС-80М2-5)		+				2006р
Яч.12 РП -Індустріальний	6	Мікроелектронні(РС-80М2-5)		+				2006р
Яч.13 ТП-608	6	Мікроелектронні(РС-80М2-5)		+				2006р
Яч.15 ТП-372	6	Мікроелектронні(РС-80М2-5)		+				2006р
Яч.17 ТП-482	6	Мікроелектронні(РС-80М2-5)		+				2006р
Яч.18 Індустріальний	6	Мікроелектронні(РС-80М2-5)		+				2006р
Яч.19 Холодильник-1	6	Мікроелектронні(РС-80М2-5)		+				2006р

Продовження таблиці 58

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Яч.21 Молокозавод	6	Мікроелектронні(РС-80М2-5)		+				2006р
Яч.23 ТП-609	6	Мікроелектронні(РС-80М2-5)		+				2006р
Яч.25 ТП-581	6	Мікроелектронні(РС-80М2-5)		+				2006р
Яч.27 ТП-586	6	Механічний(РТ-85/1)		+				1964р
Яч.28 ТП-175	6	Мікроелектронні(РС-80М2-5)		+				2006р
Яч.20 20ТСП	6	запобіжник						1964р
Яч.4 4ТСП	6	запобіжник						1964р
Яч.8 8ТН	6	запобіжник						1964р
Яч.24 24ТН	6	запобіжник						1964р

Таблиця № 59. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «ТОК»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АП В	УРОВ	АВР	
Ввод-35кВ – 1Т 4,0мВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20 РВМ-12)					1982/ 1982р
Ввод-35кВ – 2Т 4,0мВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20 РВМ-12)					1982/ 1982р
ТСП-1	35	запобіжник						1982р
ТСП-2	35	запобіжник						1982р
Ввод-10кВ – 1Т 4,0мВА	10	Мікроелектронні(РС-80М2-14)						2009р
Ввод-10кВ – 2Т 4,0мВА	10	Мікроелектронні(РС-80М2-140)						2009р
Яч.8 СМВ-10кВ	10	Механічний(РТМ)						1982р
Яч.3 РП-ТОК-1 яч.16	10	Механічний (РТ-40/20 РВМ-12 РП-341)						1982р
Яч.5 РП-ТОК-1 яч.10	10	Механічний (РТ-40/20 РВМ-12 РП-341)		+				1982р
Яч.6 Инкубатор	10	Механічний (РТ-40/20)		+				1982р
Яч.10 РП-ТОК-2	10	Механічний (РТ-40/20 РВМ-12 РП-341)		+				1982р
Яч.11	10	Механічний (РТ-40/20 РВМ-12 РП-341)		+				1982р
Яч.2 ТН-1	10	запобіжник						1982р
Яч.15 ТН-2	10	запобіжник						1982р

Таблиця № 60. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Камышанська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
СМВ-35	35	Мікроелектронні(РС-80М2-14)						2008р
Ввод-35кВ –1Т- 6,3мВА	35	Механічний(ДЗТ-11)	Мікропроцесорний (РС-80)					2018р
Ввод-35кВ –2Т- 4,0мВА	35	Механічний(ДЗТ-11)	Мікропроцесорний (РС-80)					2018р
Ввод-10кВ –1Т- 6,3мВА	10	Мікропроцесорний(РС-80)						2018р
Ввод-10кВ –2Т- 4,0мВА	10	Мікропроцесорний(РС-80)						2018р
Яч.2	10	Механічний(РТМ)						1981р
Яч.5	10	Механічний(РТВ)						1981р
Яч.8	10	Механічний(РТ-85/1)						1981р
Яч.11 СЭС	10	Мікропроцесорний(РС-80)						2018р
Реклоузер Ф-368 оп.93а	10	Мікропроцесорний(РС-80)						2018р
Яч.4 ТСП-2	10	запобіжник						1981р
Яч.14 ТСП-1	10	запобіжник						1981р
Яч.6 ТН-2	10	запобіжник						1981р
Яч.12 ТН-2	10	запобіжник						1981р

Таблиця № 61. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Скадовська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ - 1Т-10мВА	35	електромеханічний(РНТ-565)	електромеханічний (РТ-40/20,РП-341, РВМ-12)					1990 р.
Ввод 35кВ — 2Т-6,3мВА	35	електромеханічний(РНТ-565)	електромеханічний (РТ-40/6)					1990 р.
ВЛ-35 Приморська	35	електромеханічний (РТ40/10)						1990 р.
ВЛ-35 Красне	35	електромеханічний (РТ-40/20)						1990 р.
ВЛ-35 Морська	35	електромеханічний (РТ40/10)						1990 р.
СВВ-35	35	електромеханічний (РТ40/10)						1990 р.
Ф-1701	10	мікроелектроний (РС-80М2-14)			+			2000 р.
Ф-1702	10	електромеханічний(РТ-85/1)			+			1990 р.
Ввод 10кВ — 1Т	10	електромеханічний (проск. к-кт)						1990 р.
ТСР-10	10	запобіжник			+			-
Ф-1703	10	мікроелектроний (РС-80М2-14)						2000 р.
ТН-1	10	запобіжник						-
Ф-1704	10	електромеханічний(РТВ-1)			+			1990 р.
Ф-17011	10	електромеханічний(РТ-85/1)			+			1990 р.
СВВ-10	10	мікроелектроний(РС-80)						2000 р.

Продовження таблиці 61

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ф-17013	10	електромеханічний(РТ-85/1)			+			1990 р.
ТН-2	10	запобіжник						-
Ф-1709	10	електромеханічний(РТВ-1)			+			1990 р.
Ф-17012	10	електромеханічний(РТМ-1)			+			1990 р.
ВВОД-10 2Т	10	електромеханічний (проск. к-кт)						1990 р.
ТСП-2	10	запобіжник						-
Ф-1705	10	електромеханічний(РТВ-1)			+			1990 р.
Ф-1706	10	електромеханічний(РТМ-2)			+			2017 р.
Ф-1708	10	електромеханічний(РТ-85/1)			+			1990 р.

Таблиця № 62 Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Красна»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Вод 35кВ-1Т-4,0мВА	35	Мікроелектроний (РС-80М2-14)						1982 р.
Вод 35кВ-2Т-4,0мВА	35	Електромеханічний (РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)						1982 р.
Ф-1731	10	електромеханічний(РТВ-1)						1982 р.
ВВОД-10 1Т	10	Мікроелектроний(REST-2,4)						2001 р.
ТСП-1	10	запобіжник						-
ТН-1	10	запобіжник						-
Ф-1734	10	Електромеханічний(РТМ)						1982 р.
ВВОД-10 2Т	10	Мікроелектроний(REST-2,4)						2001 р.
ТСП-2	10	запобіжник						-
ТН-2	10	запобіжник						-
Ф-1733	10	Електромеханічний(РТМ)						1982 р.
Ф-1735	10	Мікроелектроний(РТ-200)						2001 р.

Таблиця № 63. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Новоросійська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Електромеханічний (РНТ-565)	Електромеханічний (РТ-40/20,РП-341, РВМ-12)					1978 р.
Ввод 35кВ-2Т-2,5мВА	35	Електромеханічний (РТ-40/20,РП-341, РВМ-12)						1978 р.
СМВ-35	35	відсутній						-
Ф-1756	10	Електромеханічний(РТ-85/1)						1978 р.
ТСР-1	10	запобіжник						-
Ввод 10кВ-1Т	10	Мікроелектроний (REST-2,4)						2002 р.
ТН-1	10	запобіжник						-
Ф-1752	10	Електромеханічний(РТМ)						1978 р.
Ф-1753	10	Електромеханічний(РТМ)						1978 р.
ТН-2	10	запобіжник						-
ТСР-2	10	запобіжник						-
Ввод 10кВ-2Т	10	Мікроелектроний (REST-2,4)						2005 р.

Таблиця № 64. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Молодіжна»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-1Т-6,3мВА	35	Електромеханічний (РНТ-565)	Електромеханічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)					1986 р.
Ввод 35кВ-2Т-4мВА	35	Електромеханічний (РНТ-565)	мікроелектроний (РС-80М2-14)					2005 р.
ВВ 35кВ — Ж.Порт	35	Електромеханічний (РС40-М21)						2015р.
СМВ-35	35	Відсутній						-
Ф-1744	10	Електромеханічний(РТМ)						1986 р.
Ф-1745	10	Електромеханічний(РТМ)						1986 р.
Ф-1741	10	Мікроелектроний (РС-80М2-14)						2018 р.
ТСР-1	10	запобіжник						-
ВВОД-10 1Т	10	мікроелектроний						2005 р.
ТН-1	10	запобіжник						-
Ф-1742	10	Мікроелектроний (РС-80М2-14)						2018 р.
Ф-1746	10	електромеханічний(РТВ-1)						1986 р.
СМВ-10	10	Мікроелектроний (РС-80М2-14)						2005 р.

Продовження таблиці 64

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ф-1743	10	Електро механічний(РТМ)						1986 р.
Ввод 10кВ-2Т	10	Мікроелектроний (РС-80М2-14)						2005 р.
ТСР-2	10	запобіжник						-
ТН-2	10	запобіжник						-
Ф-1747	10	Мікроелектроний (РС-80М2-8)			+			2005 р.

Таблиця № 65. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Новомиколаївка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Електромеханічний (РТ-40/10, РП-341, РСВ-13)						1970 р.
Ввод 35кВ-2Т-2,5мВА	35	Електромеханічний (РТ-40/10, РП-341, РСВ-13)						1970 р.
СМВ-35	35	Електромеханічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)						1970 р.
Ф-1714	10	Електромеханічний(РТВ-1)						1970 р.
Ф-1711	10	Електромеханічний(РТВ-1)						1970 р.
ТН-1	10	запобіжник						-
Ввод 10кВ-1Т	10	Мікроелектроний (REST-2,4)						2005 р.
ТСП-1	10	запобіжник						-
ТСП-1	10	запобіжник						-
Ф-1712	10	Електромеханічний(РТВ-1)						1970 р.
СМВ-10	10	відсутній						-
Ввод 10кВ-2Т	10	Мікроелектроний (РС-80М2-14)						2005 р.
ТСП-2	10	запобіжник						-
ТН-2	10	запобіжник						-

Таблиця № 66. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Широка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-1Т	35	Електромеханічний(РНТ-565)	Електромеханічний (РТ-40/10 РП-341, РСВ-13)					1991 р.
Ф-1842	10	Електромеханічний(РТ-85/1)			+			1991 р.
ВВОД-10 1Т	10	мікроелектроний						2008 р.
ТСП-1	10	запобіжник						-
Ф-1843	10	Електромеханічний(РТ-85/1)			+			1991 р.
ТН-1	10	запобіжник						-
Ф-1844	10	Електромеханічний(РТ-85/1)			+			1991 р.

Таблиця № 67. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Михайлівка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Мікроелектроний(РС-80М2 14)						2007 р.
ТСП-1	10	запобіжник						1983 р.
Ввод 10кВ-1Т	10	Мікроелектроний(REST-2,4)						2007 р.
ТН-1	10	запобіжник						-
Ф-1771	10	Електромеханічний(РТМ)						1983 р.
Ф-1772	10	Електромеханічний(РТМ)						1983 р.
Ф-1773	10	Електромеханічний(РТМ)						1983 р.

Таблиця № 68. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Приморська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-1Т-2,5МВА	35	Електромеханічний (РТ-40/20)						1977 р.
Ввод-35кВ-2Т-4,0МВА	35	Електромеханічний (РТ-40/20)						1977 р.
СМВ-35кВ	35	Електромеханічний (РТ-40/20,)						1977 р.
ТСП-1	10	запобіжник						-
Ввод 10кВ-1Т	10	Мікроелектроний (РС-80М2-14)						2006 р.
Ф-1725	10	Електромеханічний(РТ-85/1)						1977 р.
Ф-1722	10	Електромеханічний(РТ-85/1)						1977 р.
ТН-1	10	запобіжник						-
Ф-1723	10	Електромеханічний(РТВ-1)						1977 р.
ТН-2	10	запобіжник						-
Ввод 10кВ-2Т	10	Мікроелектроний (РС-80М2-14)						2006 р.
ТСП-2	10	запобіжник						-
Ф-1724	10	Електромеханічний(РТВ-1)						1977 р.
Ф-1726	10	Електромеханічний(РТВ-1)						1977 р.
СМВ-10	10	відсутній						-

Таблиця № 69. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Берегова»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-1Т-2,5 мВА	35	Електромеханічний(РНТ-565)	Електромеханічний (РТ-40/10)					1983 р.
Ввод 35кВ-2Т-2,5 мВА	35	Електромеханічний(РНТ-565)	Мікроелектроний (РТ-40/20)					1983 р.
СМВ-35кВ	35	відсутній						
Ввод 10кВ-1Т	10	Мікроелектроний(REST-2,4)						1983 р.
ТСР-1	10	запобіжник						-
Ф-1831	10	Мікроелектроний(REST-2,4)						2009 р.
Ф-1832	10	Мікроелектроний(REST-2,4)			+			2009 р.
ТН-1	10	запобіжник						-
СМВ-10	10	електромеханічний						1983 р.
ТН-2	10	запобіжник						-
Ф-1834	10	Електромеханічний(РТВ-1)						1983 р.
Ввод 10кВ-2Т	10	Мікроелектроний(REST-2,4)						2009 р.
ТСР-2	10	запобіжник						-

Таблиця № 70. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Птахівка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-1Т-2,5МВА	35	Електромеханічний(РТ-40/20)						1984 р.
Ф-1814	10	Електромеханічний(РТВ-1)						1984 р.
Ф-1815	10	Електромеханічний(РТ-85/1)						1984 р.
Ввод 10кВ-1Т	10	Мікроелектроний(REST-2,4)						2007 р.
ТСР-1	10	запобіжник						-
ТН-1	10	запобіжник						-
Ф-1812	10	Електромеханічний(РТВ-1)						1984 р.

Таблиця № 71. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Дружбівка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-4,0МВА	35	Механічний(РТ-40/10)						1977 р.
СМВ-35кВ	35	Механічний(РТ-40/10)						1977 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Механічний(РТ-40/10)						1977р
ф.1683	10	Механічний(РТМ)						1977р.
ф.1684	10	Механічний(РТ-40/10)						1977р
ф.11686	10	Механічний(РТ-40/10))						1977р
ТН-10	10	Запобіжник						1977р.
ТСН-10	10	Запобіжник						1977р.

Таблиця № 72. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Грушівка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Електромеханічний (РТ-40/20,)						1980 р.
Ввод-35кВ-2Т-1,6мВА	35	Електромеханічний (РТ-40/20)						1980 р.
ТСП-1	10	запобіжник						-
Ввод 10кВ-1Т	10	Мікроелектроний (РС-80М2-14)						2005 р.
Ф-1792	10	Мікроелектроний(РС-80)						2005 р.
ТН-1	10	запобіжник						-
Ф-1791	10	Електромеханічний(РТВ-1)						1980 р.
ТН-2	10	запобіжник						-
Ввод 10кВ-2Т	10	Мікроелектроний(REST-2,4)						2005 р.
ТСП-2	10	запобіжник						-
СМВ-10	10	відсутній						-

Таблиця № 73. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Таврія»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Електромеханічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)						1980 р.
Ввод-35кВ-2Т-4.0мВА	35	Електромеханічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)						1980 р.
Ф-1801	10	Електромеханічний(РТВ-1)						1980 р.
Ф-1802	10	Електромеханічний(РТВ-1)						1980 р.
Ввод 10кВ-1Т	10	Мікроелектроний(РТВ-2)						2006 р.
ТСР-1	10	запобіжник						-
ТН-1	10	запобіжник						-
СМВ-10	10	електромеханічний						1980 р.
Ф-1805	10	Електромеханічний(РТВ-1)						1980 р.
ТН-2	10	запобіжник						-
ТСР-2	10	запобіжник						-
Ввод 10кВ-2Т	10	Мікроелектроний(REST-2,4)						2006 р.

Таблиця № 74. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Морська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Електромеханічний (РТ-40/10, РП-361, РСВ-13)						1973 р.
Ввод 35кВ-2Т-4мВА	35	Електромеханічний(РНТ-565)	Електромеханічний (РТ-40/10, РП-361, РСВ-13)					1973 р.
СМВ-35кВ	35	Електромеханічний(РТ-40/10)						1973 р.
ТСП-1	10	запобіжник						-
Ввод 10кВ-1Т	10	Електромеханічний(проск. к)						1973 р.
ТН-1	10	запобіжник						-
Ф-1854	10	Електромеханічний(РТ40/50)						
Ф-1855	10	Електромеханічний(РТ40/50)						1973 р.
Ф-1856	10	Електромеханічний(РТ40/10)						1973 р.
ТН-2 10	10	запобіжник						1973 р.
Ввод 10кВ-2Т	10	Електромеханічний(РТ40/10)						1973 р.
ТСП-2 10	10	запобіжник						-
СМВ-10 10	10	відсутній						-

Таблиця № 75. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «В. Рогачик»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ - 1Т 4МВА	35	Механічний(ДЗТ-11)	Механічний(КЗ-37)					1983 р.
Ввід 35кВ - 2Т 4МВА	35	Механічний(ДЗТ-11)	Механічний(КЗ-37)					1983 р.
Ввід 10кВ - 1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2006 р.
Ввід 10кВ – 2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2006 р.
ВЛ-35 «Первомаевка»	35	Механічний(РТ-40/10)						1983 р.
ВМС-35	35	Механічний(РТ-40/10)						1983 р.
ТН-35-2СШ	35	Відсутній						1983 р.
СМВ-10	10	Механічний(РТВ-1)						1983 р.
Ф-371	10	Механічний(РТМ)						1983 р.
Ф-372	10	Механічний(РТМ)						1983 р.
Ф-376	10	Механічний (РТВ)						1983 р.
Ф-377	10	Механічний (РТМ)						1983 р.
Ф-378	10	Механічний (РТМ)						1983 р.

Таблиця № 76. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Ушкалка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод-35кВ-1Т-1,8МВА	35	ПСН						1983 р.
Ввод-35кВ-2Т-2,5МВА	35	механічний						2008 р.
Ввод-10кВ-1Т-1,8МВА	10	Механічний(РТВ-1)						1983 р.
Ввод-10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2008 р.
ВЛ-35 «Первомаевка»	35	Механічний(РТМ)						1983 р.
ВМС-35	35	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)						1983 р.
СМВ-10	10	Мікроелектронний(REST)						2015 р.
Ф-361	10	Механічний(РТВ)						1983 р.
Ф-362	10	Механічний(РТВ)						1983 р.
Ф-363	10	Механічний(РТМ)						1983 р.
Ф-364	10	Механічний(РТМ)						1983 р.
ТН-10-1СШ	10	Запобіжники						1983 р.
ТН-10-2СШ	10	Запобіжники						1983 р.

Таблиця № 77. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Самойлівка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід-35кВ-1Т-2,5МВА	35	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)						1986 р.
Ввід-10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (РТ-200)						2016 р.
ТН-35-1СШ	35	Відсутній						1986 р.
Ф-411	10	Механічний(РТВ)						1986 р.
Ф-412	10	Механічний(РТВ)						1986 р.
Ф-413	10	Механічний(РТВ)						1986 р.
Ф-414	10	Механічний(РТВ)						1986 р.
ТН-10-1СШ	10	Запобіжники						1986 р.

Таблиця № 78. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Первомаївка»

Приєднання	Напру га, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід-35кВ-1Т-2,5МВА	35	Мікропроцесорний (РТ-40/20, РП-341, РВМ-12)						1968 р.
Ввід-10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2019 р.
ТН-35-1СШ	35	Відсутній						1968 р.
СМВ-10	10	Механічний(РТВ)						1968 р.
Ф-391	10	Механічний(РТВ)						1968 р.
Ф-392	10	Механічний(РТВ)						1968 р.
Ф-394	10	Механічний(РТВ)						1968 р.
ТН-10-1	10	Запобіжники						1968 р.

Таблиця № 79. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «В.Лепетиха»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід-35кВ-1Т-6,3мВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20, РП-361, РСВ-13)					1968/1968 р
Ввід-35кВ-2Т-6,3мВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20, РП-361, РСВ-13)					1968/1968р
Ввід-10кВ-1Т	10	Мікроелектронний(РТ-200)						2010 р.
Ввід-10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2003 р.
ВЛ-35 «М.Лепетиха»	35	Механічний(РТ-40/20)						1968 р.
ВЛ-35 «Рубановка»	35	Механічний(РТ-40/20)						1968 р.
ВЛ-35 «Горностаевка»	35	Механічний(РТ-40/20)						1968 р.
ВЛ-35 «ГНС РЗС»	35	Механічний(РТ-40/20)						1968 р.
СМВ-10	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2006 р.
Ф-321	10	Мікроелектронний(РТВ-2)						2007 р.

Продовження таблиці 79

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ф-322	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2019 р.
Ф-323	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2007 р.
Ф-324	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2008 р.
Ф-325	10	Механічний(РТВ-1)						1968 р.
Ф-326	10	Механічний(РТВ-1)						1968 р.
Ф-327	10	Механічний(РТВ-1)						1968 р.
Ф-328	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2003 р.
Ф-329	10	Механічний(РТВ-2)						1968 р.
ТН-10-1 сш	10	Запобіжники						1968 р.
ТН-10-2 сш	10	Запобіжники						1972 р.

Таблиця №80 . Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6 «ГНС РЗС»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ - 1Т 4МВА	35	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2013 р.
Ввід 35кВ - 2Т 4МВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20, РВМ-13, РП-341)					1974/2013
Ввід 6кВ - 1Т	6	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2013 р.
Ввід 6кВ – 2Т	6	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2013 р.
СМВ-6	6	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2013 р.
НС-1	6	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2013 р.
НС-2	6	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2013 р.
НС-3	6	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2013 р.
НС-4	6	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2013 р.
ТН-6-1 сш	6	Запобіжники						1974 р.
ТН-6-2 сш	6	Запобіжники						1974 р.

Таблиця № 81. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Миколаївка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-2500кВА	35	Мікропроцесорний(РС-80-АВ2)						2017 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікропроцесорний(РС-80-АВ2)						2017 р.
Ф-351	10	Механічний(РТВ)						1980 р.
Ф-352	10	Механічний(РТВ)						1980 р.
Ф-354	10	Механічний(РТВ)						1980 р.
Ф-355	10	Механічний(РТВ)						1980 р.
СЕС-10	10	Мікропроцесорний(РС-80-АВ2)						2017 р.
ТН-10-1сш	10	Запобіжники						1980 р.

Таблиця № 82. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Озеряне»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВЛ 35кВ-«Н.Григорівка»	35	Механічний(РТ40/20,РП-361)						1985 р.
Ввід 35кВ-1Т-2500кВА	35	Механічний(РТ40/20,РП-361)						1985 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Механічний(РТ40/20,РП-361)						1985 р.
Ф-354	10	Механічний(РТВ)						1985 р.
Ф-355	10	Механічний(РТВ)						1985 р.
ТСР-10	10	Запобіжники						1985 р.
ТН-10	10	Запобіжники						1985 р.

Таблиця № 83. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «П.Покровка».

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлен ня захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВЛ-35 «Самойловка»	35	Механічний (РТ-40/20)					1964р	
ВЛ-35 «КХП»	35	Механічний (РТ-40/20)					1964р	
ВЛ-35 «Рубановка»	35	Механічний (РТ-40/20)					1964р	
Ввод 35кВ 1Т-2,5МВА	35	запобіжник					1964р	
Ввод 35кВ 2Т-2,5МВА	35	запобіжник					1964р	
СМВ-35	35	Механічний(РТ-40/20)					1964р	
Ввод 10кВ 1Т	10	Мікроелектронний(РС-80)					1964р	
Ввод 10кВ 2Т	10	Мікроелектронний					1964р	
СМВ-10	35	Механічний(РТ-40/20)					1964р	
Ф-1692	10	Механічний (РТ-85)					1964р	
Ф-1693	10	Механічний (РТ-85)					1964р	
Ф-1694	10	Механічний (РТ-85)					1964р	
Ф-1695	10	Механічний (РТ-85)					1964р	
Ф-1695	10	Механічний (РТ-85)					1964р	
Ф-1697	10	Механічний (РТ-85)					1964р	
Ф-1698	10	Механічний (РТ-85)					1964р	
ТН-10-1	10	запобіжник					1964р	
ТН-10-2	10	запобіжник					1964р	
ТСП-10-1	10	запобіжник					1964р	
ТСП-10-2	10	запобіжник					1964р	

Таблиця № 84. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «КХП».

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлен ня захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВЛ-35 «Н.Сірогози»	35	Механічний (РТ-40/20)						1983р
ВЛ-35 «П.Покровка»	35	Механічний (РТ-40/20)						19683р
ВЛ-35 «Верби»	35	Механічний (РТ-40/20)						1983р
Ввод 35кВ 1Т-2,5МВА	35	Механічний (РТ-40/20)						1983р
Ввод 35кВ 2Т-2,5МВА	35	Механічний (РТ-40/20)						1983р
СМВ-35	35	Механічний(РТ-40/20)						1983р
Ввод 10кВ 1Т	10	Мікроелектронний(РС-80)						2007р
Ввод 10кВ 2Т	10	Мікроелектронний						1983р
СМВ-10	35	Механічний(РТ-40/20)						1983р
Ф-1691	10	Механічний (РТ-85)						1983р
Ф-1699	10	Механічний (РТ-85)						1983р
ТН-10-2	10	запобіжник						1983р
ТСП-10-1	10	запобіжник						1983р
ТСП-10-2	10	запобіжник						1983р

Таблиця № 85. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Верби».

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлен ня захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ 1Т-2,5МВА	35	запобіжник						1967р
Ввод 35кВ 2Т-2,5МВА	35	запобіжник						1967р
СМВ-35	35	Механічний(РТ-40/20)						1967р
Ввод 10кВ 1Т	10	Мікроелектронний(РС-80)						1967р
Ввод 10кВ 2Т	10	Мікроелектронний						1967р
СМВ-10	35	Механічний(РТ-40/20)						1967р
Ф-1662	10	Механічний (РТ-85)						1967р
Ф-1663	10	Механічний (РТ-85)						1967р
Ф-1664	10	Механічний (РТ-85)						1967р
Ф-1665	10	Механічний (РТ-85)						1967р
Ф-1665	10	Механічний (РТ-85)						1967р
Ф-1667	10	Механічний (РТ-85)						1967р
Ф-1668	10	Механічний (РТ-85)						1967р
ТН-35	35	запобіжник						1967р
ТН-10-1	10	запобіжник						1967р
ТН-10-2	10	запобіжник						1967р
ТСП-10-1	10	запобіжник						1967р
ТСП-10-2	10	запобіжник						1967р

Таблиця № 86. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Приазовская».

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлен ня захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ 1Т-4,0МВА	35	Механічний(ДЗТ-11)	Механічний(РТ-40/20)					1976р
Ввод 35кВ 2Т-2,5МВА	35	Механічний(ДЗТ-11)	Механічний(РТ-40/20)					1990р
СМВ-35	35	Механічний(РТ-40/20)						1990р
Ввод 10кВ 1Т	10	Мікроелектронний(РС-80)						1976р
Ввод 10кВ 2Т	10	Мікроелектронний						1990р
СМВ-10	35	Механічний(РТ-40/20)						1967р
Ф-1672	10	Механічний (РТ-85)						1976р
Ф-1673	10	Механічний (РТ-85)						1976р
Ф-1674	10	Механічний (РТ-85)						1976р
Ф-1675	10	Механічний (РТ-85)						1976р
Ф-1665	10	Механічний (РТ-85)						1990р
Ф-1681	10	Механічний (РТ-85)						1990р
Ф-1682	10	Механічний (РТ-85)						1990р
ТН-10-1	10	запобіжник						1976р
ТН-10-2	10	запобіжник						1990р
ТСП-10-1	10	запобіжник						1976р
ТСП-10-2	10	запобіжник						1990р

Таблиця № 87. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «М.Лепетиха»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-1000кВА	35	Мікропроцесорний (РС83-А2М)						2017 р.
Ввід 35кВ-2Т-2500кВА	35	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2017 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікропроцесорний (РС83-А2М)						2017 р.
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікропроцесорний (РС83-А2М)						2017 р.
ВЛ-35 «Первомаевка»	35	Механічний(РТ-40/20)						1973 р.
ВЛ-35 «В.Лепетиха»	35	Механічний(РТ-40/20)						1973 р.
СМВ-35	35	виведено						1973 р.
СМВ-10	10	Мікропроцесорний (РС83-А2М)						2017 р.
ф.341	10	Мікроелектронний(REST)						2017 р.
ф.342	10	Механічний(РТ-85/1)						1973 р.
ф.343	10	Механічний(РТ-85/1)						1973 р.
ф.344	10	Мікроелектронний(REST)						2017 р.
ф.345	10	Механічний(РТВ-1)						1973 р.
СЕС-10	10	Мікропроцесорний (РС83-А2М)						2017 р.
ТН-10-1сш	10	Запобіжники						1973 р.
ТН-10-2сш	10	Запобіжники						1973 р.

Таблиця № 88. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10/6 «Щорса»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-1Т-16 мВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний (РТ-40/10, ЭВ-132)					1972 р.
Ввод 35кВ-2Т-16 мВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний (РТ-40/10, ЭВ-132)					1972 р.
Ввод 35кВ-3Т- 4 мВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний (РТ-40/10, ЭВ-132)					1972 р.
ВЛ-35 «Щорса 1»	35	Відсутня						1972 р.
ВЛ-35 «Щорса 2»	35	Відсутня						1972 р.
ВЛ-35 «Рыбопитомник»	35	Механічний (РТ-40/10, ЭВ-114)						1972 р.
ВМС-35	35	Механічний (РТ-40/10, ЭВ-114)					+	1972 р.
ТН-35-1СШ	35	Відсутній						1972 р.
ТН-35-2СШ	35	Відсутній						1972 р.
Ввод-10кВ-1Т		Механічний (проск.контакт)						1972 р.
Ввод-10кВ-2Т		Механічний (проск.контакт)						1972 р.

Продовження таблиці 88

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВВС-10	10	Механічний(РТ-40/10)					+	1972 р.
Яч.-5	10	Механічний(РТ-40/20)		+	+			1972 р.
Яч.-6	10	Механічний(РТ-40/20)		+	+			1972 р.
Яч.-7	10	Механічний(РТ-40/20)		+	+			1972 р.
Яч.-8	10	Механічний(РТ-40/20)		+	+			1972 р.
Яч.-9	10	Механічний(РТ-40/20)		+	+			1972 р.
Яч.-10	10	Механічний(РТ-40/6)		+	+			1972 р.
Яч.-16	10	Механічний(РТ-40/20)		+	+			1972 р.
Яч.-17	10	Механічний(РТ-40/6)		+	+			1972 р.
Яч.-18	10	Механічний(РТ-40/6)		+	+			1972 р.
Яч.-19	10	Механічний(РТ-40/6)		+	+			1972 р.
Яч.-21	10	Механічний(РТ-40/6)		+	+			1972 р.
Яч.-22	10	Механічний(РТ-40/6)		+	+			1972 р.
Яч.-23	10	Механічний(РТ-40/10)		+	+			1972 р.
Яч.-24	10	Механічний(РТ-40/20)		+	+			1972 р.
Яч.-25	10	Механічний(РТ-40/6)		+	+			1972 р.
Яч.-26	10	Механічний(РТ-40/10)		+	+			1972 р.
Яч.-28	10	Механічний(РТ-40/10)		+	+			1972 р.

Продовження таблиці 88

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Яч.-29	10	Механічний(РТ-40/20)		+	+			1972 р.
Яч.-31	10	Механічний(РТ-40/2)		+	+			1972 р.
Яч.-33	10	Мікроелектронний(УЗА-АТ)		+	+			2007 р.
Яч.-35	10	Мікроелектронний (РС-80М2М-8)		+	+			2007 р.
Яч.-36	10	Механічний (РТ-40/20,ЭВ-114)		+	+			1972 р.
Яч.-38	10	Механічний (РТ-40/20,ЭВ-144)		+	+			1972 р.
Яч.-46	10	Мікроелектронний(УЗА-АТ)		+	+			2007 р.
Яч.-48	10	Мікроелектронний (РС-80М2М-8)		+	+			2007 р.
Ф-238		Механічний(РТ-40/10)						1972 р.

Таблиця № 89. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Порт»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-6,3МВА	35	Механічний(ДЗТ-11)	Механічний(РТ-40/10)					2009/1977
Ввід 35кВ-2Т-6,3МВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний(РТ-40/10)					1977/1977
Ввід10кВ-1Т	10	Механічний(РТ-40/10)						1977 р.
Ввід10кВ-2Т	10	Механічний(РТ-40/10)						1977 р.
СМВ-35кВ	35	Механічний(РТ-40/10)						1977 р.
ВЛ-35 «Таврійська»	35	Механічний(РТ-40/10)						1977 р.
ВЛ-35 «Промбаза»	35	Механічний(РТ-40/10)						1977 р.
СМВ-10-1-2СШ	10	Механічний(РТ-40/10)						1977 р.
Ф-41	10	Механічний(РТ-40/10)						1977 р.
Ф-42	10	Механічний(РТ-40/10)						1977 р.
Ф-43	10	Механічний(РТ-40/10)						1977 р.
Ф-44	10	Механічний(РТ-40/10)						1977 р.
Ф-45	10	Механічний(РТ-40/10)						1977 р.
Ф-46	10	Механічний(РТ-40/10)						1977 р.
Ф-47	10	Механічний(РТ-85/1)						1977 р.

Продовження таблиці 89

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ф-48	10	Механічний(РТМ)		+				1977 р.
Ф-49	10	Механічний(РТВ)		+				1977 р.
Ф-410	10	Механічний(РТВ)		+				1977 р.
Ф-411	10	Механічний(РТВ)		+				1977 р.
Ф-412	10	Механічний(РТМ)		+				1977 р.
яч. 19 ФЭС	10	Мікропроцесорний(РС-80-АВ2)		+				2018 р.
СМВ-3-4СШ	10	Мікроелектронний(РС-80)					+	1977 р.
ТН-10-1	10	Запобіжник						1977 р.
ТН-10-2	10	Запобіжник						1977 р.
ТН-10-3	10	Запобіжник						2018 р.
ТН-10-4	10	Запобіжник						1977 р.

Таблиця № 90. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Н.Григорівка».

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлен ня захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВЛ-35 «Атманай»	35	Механічний (РТ-40/20)						1968р
ВЛ-35 «Озеряне»	35	Механічний (РТ-40/20)						1968р
ВЛ-35 «Вікторівка»	35	Механічний (РТ-40/20)						1974р
Ввод 35кВ 1Т-2,5МВА	35	Запобіжник						1974р
Ввод 35кВ 2Т-1,0МВА	35	Механічний (РТ-40/20)						1973р
Ввод 10кВ 1Т	10	Мікроелектронний(РС-80)						1968р
Ввод 10кВ 2Т	10	Мікроелектронний						1968р
СМВ-10	35	Механічний(РТ-40/20)						1968р
Ф-1733	10	Механічний (РТ-85)						1968р
Ф-1734	10	Механічний (РТ-85)						1968р
Ф-1735	10	Механічний (РТ-85)						1968р
Ф-1736	10	Механічний (РТ-85)						1968р
Ф-1737	10	Механічний (РТ-85)						1968р
Ф-1738	10	Механічний (РТ-85)						1968р
Ф-1739	10	Механічний (РТ-85)						1968р
ТН-10-1	10	Запобіжник						1968р
ТН-10-2	10	Запобіжник						1968р
ТН-10	10	Запобіжник						1968р
ТСП-10-1	10	Запобіжник						1968р
ТСП-10-2	10	Запобіжник						1983р

Таблиця № 91. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Таврійська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-4,0мВА	35	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)						1983 р.
Ввід 35кВ-2Т-1,6мВА	35	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)						1983 р.
Ввід10кВ-1Т	10	Просклизаючий контакт						1983 р.
Ввід10кВ-2Т	10	Просклизаючий контакт						1983 р.
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)						1983 р.
СМВ-10	10	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)						1983 р.
Ф-3	10	Мікроелектронний(РТ.200)		+				2016 р.
Ф-4	10	Мікроелектронний(РТ.200)		+				2016 р.
Ф-10	10	Мікроелектронний(РТ.200)		+				2016 р.
ТН-10-1	10	Запобіжник						1983 р.
ТН-10-2	10	Запобіжник						1983 р.

Таблиця № 92. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Дніпряни»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ -1Т-2,5МВА	35	Механічний(КЗ-37)						1984 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2006 р.
ВЛ-10-51	10	Мікроелектронний (РС-80М2-5)						2008 р.
ВЛ-10-52	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2012 р.
ВЛ-10-54	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2012 р.
ТН-10-1	10	Запобіжник						1984 р.

Таблиця № 93. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Вікторівка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВЛ 35кВ-«Н.Грігорівка»	35	Механічний(РТ40/20,РП-361)						1987 р.
Ввід 35кВ-1Т-2500кВА	35	Механічний(РТ40/20,РП-361)						1987 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Механічний(РТ40/20,РП-361)						1987 р.
Ф-354	10	Механічний(РТВ)						1987 р.
Ф-355	10	Механічний(РТВ)						1987 р.
Ф-355	10	Механічний(РТВ)						1987 р.
ТСР-10	10	Запобіжники						1987 р.
ТН-10	10	Запобіжники						1987 р.

Таблиця № 94. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Основа»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ -1Т-6,3мВА	35	Механічний(РТ-40/50)						1992 р.
Ввід 35кВ -2Т-6,3мВА	35	Механічний(РТ-40/50)						1992 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-5)						2005 р.
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-5)						2005 р.
СМВ-35кВ	35	Механічний(РТ-40/20)						1992 р.
ВЛ-35 «Токаревка»	35	Механічний(РТ-40/20)						1992 р.
ВЛ-35 «Щорса»	35	Механічний(РТ-40/20)						1992 р.
ВЛ-35 «Днепряны»	35	Механічний(РТ-40/20)						1992 р.
ф. 81	10	Мікроелектронний(УЗА-АТ)			+			2007 р.
ф. 82	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)			+			2009 р.
ф. 83	10	Мікроелектронний(УЗА-АТ)			+			2007 р.
ф. 84	10	Мікроелектронний(REST-2)			+			2009 р.
ф. 85	10	Мікроелектронний(РС-80М2-14)			+			2009 р.
ф. 88	10	Мікроелектронний(REST-2)			+			2009 р.
ВМС-10	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)					+	2006 р.
ТН-10-1	10	Запобіжник						1992 р.
ТН-10-2	10	Запобіжник						1992 р.

Таблиця № 95. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Высоковська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-4МВА	35	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13, РП-361)						1969 р.
Ввід 35кВ-2Т-2,5	35	ПСН						1969 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2010 р.
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2010 р.
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2010 р.
Ф-1011	10	Мікроелектронний(REST)						2010 р.
Ф-1012	10	Мікроелектронний(REST)						1969 р.
Ф-1013	10	Мікроелектронний(REST)						2010 р.
Ф-1014	10	Мікроелектронний(REST)						2010 р.
Ф-1015	10	Мікроелектронний(REST)						2010 р.
Ф-1016	10	Мікроелектронний (REST-2,4)						2010 р.
Ф-1017	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2010 р.
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2010 р.
ТН-10-2	10	Запобіжник						1969 р.

Таблиця № 96. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Зарєчна»

Присданання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Механічний(РТ-40/10)						1985 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний(REST)						2012р
СМВ-10кВ	10	Виведено						1985 р.
ф.1071	10	Механічний(РТМ)						1985 р.
ф.1072	10	Мікроелектронний(РТ-200)						2012р
ф.1073	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2012р
ТН-10	10	Запобіжник						1985 р.

Таблиця № 97. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Торофимівка»

Присданання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВЛ 35кВ-«Благодатное»	35	Механічний(РТ-40/10)						1973 р.
Ввід 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Механічний(РТ-40/10)						1973 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікропроцесорний (РС83-А2М)						2017 р.
ф. 1121	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2011 р.
ф. 1123	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2011 р.
ТН-10	10	Запобіжник						1973 р.
ТСН-10	10	Запобіжник						1973 р.

Таблиця № 98. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Зоря»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-1Т-5,6мВА	35	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2011 р.
Ввод 35кВ-2Т-5,6мВА	35	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2011 р.
Ввод 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-5)						2011 р.
Ввод 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-5)						2011 р.
ВЛ-35-Бериславская	35	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2011 р.
Ф-1006	10	Мікроелектронний (РС-80М2-5)						2011 р.
Ф-1007	10	Мікроелектронний (РС-80М2-5)						2011 р.
Ф-1008	10	Мікроелектронний (РС-80М2-5)						2011 р.
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (РС-80М2-5)						2011 р.
ТН-10	10	Запобіжник						1958 р.

Продовження таблиці 98

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВЛ-35-НС-102	35	Виведено						
Ф-1001	10	Мікроелектронний (РС-80М2-5)						2011 р.
Ф-1002	10	Мікроелектронний (РС-80М2-5)						2011 р.
Ф-1003	10	Мікроелектронний (РС-80М2-5)						2011 р.
Ф-1004	10	Мікроелектронний (РС-80М2-5)						2011 р.
Ф-1005	10	Мікроелектронний (РС-80М2-5)						2011 р.

Таблиця № 99. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Костирська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Мікропроцесорний(РС83-ДТ2)						1985 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікропроцесорний (РС83-А2М)						2011 р.
ф. 1121	10	Механічний(РТВ-1)						1985 р.
ф. 1123	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2011 р.
ф. 1124	10	Механічний(РТВ-1)						1985 р.
ТН-10	10	Запобіжник						1985 р.

Таблиця № 100. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Зміївська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Механічний(РТ-40/20)						1980 р.
Ввід 35кВ-2Т-2,5мВА	35	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2009 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2018 р.
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2009 р.
ВМС -35	35	Мікропроцесорний(РС83-АВ2)						2009 р.
СМВ-10кВ	10	механічний						1980 р.
Ф-1051	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2009 р.
Ф-1052	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2009 р.
Ф-1053	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2009 р.
Ф-1054	10	мікроелектронний						2010 р.
ТН-10	10	Запобіжник						1980 р.

Таблиця № 101. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Качкаровська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Механічний(КЗ-37)						1963 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2011 р.
ВМС -35	35	Механічний(РТ-40/10)						1963 р.
СМВ-10кВ	10	виведено						1963 р.
Ф-1031	10	Механічний(РТВ-1)						1963 р.
Ф-1032	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2011 р.
Ф-1033	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2011 р.
Ф-1034	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2011 р.
Ф-1035	10	Механічний(РТВ-1)						1963 р.
Ф-1036	10	Механічний(РТВ-1)						1963 р.
ТН-10	10	Запобіжник						1963 р.

Таблиця № 102. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Козацька»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-1Т-2,5МВА	35	Мікроелектронний(РС-80М2-14)						
Ввод 35кВ-2Т	35	Механічний(РТ-40/20)						1979 р.
Ввод 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2016 р.
Ввод 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2016 р.
ВМС -35	35	виведено						1979 р.
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2016 р.
Ф-1111	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2016 р.
Ф-1112	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2016 р.
Ф-1113	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2016 р.
Ф-1114	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2016 р.
Ф-1115	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2016 р.
Ф-1116	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2016 р.
ТН-10-1	10	Запобіжник						1979 р.
ТН-10-2	10	Запобіжник						1979 р.

Таблиця № 103. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Кировська»

Приєднання	Напруга , кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Мікроелектронний(РС-80М2-14)						2015 р.
Ввід 35кВ-2Т-2,5мВА	35	Механічний(РТ-40/10)						1987 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (REST-2,4)						2015 р.
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2015 р.
СМВ-10кВ	10	виведено						1987 р.
Ф-1092	10	Мікроелектронний (REST-2,4)						2015 р.
Ф-1093	10	Мікроелектронний (REST-2,4)						2015 р.
Ф-1094	10	Мікроелектронний (REST-2,4)						2015 р.
ТН-10-1 / ТН-102	10	Запобіжник						1987 р.

Таблиця № 104. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Кр. Маяк»

Приєднання	Напруга , кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Мікроелектронний(РС-80М2-14)						2016 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний(РТ-200)						2016 р.
ВМС-35	35	виведено						1983 р.
ВМС-10	10	Виведено						1983 р.
Ф-1141	10	Мікроелектронний(РТВ-1)						
Ф-1143	10	Механічний(РТВ-1)						1983 р.
Ф-1144	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2016 р.
ТН-10	10	Запобіжник						1983 р.

Таблиця № 105. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Партизани»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВЛ 35кВ-«Н.Алексеевка»	35	Механічний(РТ40/20,РП-361)						1968 р.
Ввід 35кВ-1Т-2500кВА	35	Механічний(РТ40/20,РП-361)						1968 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Механічний(РТ40/20,РП-361)						1968 р.
Ф-344	10	Механічний(РТВ)						1968 р.
Ф-345	10	Механічний(РТВ)						1968 р.
ТСП-10	10	Запобіжники						1968 р.
ТН-10	10	Запобіжники						1968 р.

Таблиця № 106. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10/6 «Львівська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-1мВА	35	Механічний(РТ-40/20)						1975 р.
Ввід 35кВ-2Т-1,6мВА	35	Механічний(РТ-40/20)						1975 р.
Ввід 35кВ-3Т	35	Механічний(РТ-40/20)						1975 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2012 р.
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2012 р.
Ввід 6кВ-3Т	10	Механічний(РТВ-1)						1975 р.
ВЛ-35-Тягинская	35	Мікропроцесорний(УЗА-АТ)						1975 р.
ВМС-10	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2012 р.
Ф-1061	10	Механічний(РТМ)						1975 р.
Ф-1063	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2012 р.
Ф-1064	10	Механічний (РТВ-1)						1975 р.
ТН-10-1	10	Запобіжник						1975 р.
ТН-10-2	10	Запобіжник						1975 р.

Таблиця № 107. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Новокаїрська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-1,8МВА	35	Мікроелектронний(РС-80М2-14)						2017 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний(REST-2.4)						2017 р.
ВЛ-35-Наднепрянський	35	Механічний(РТ-40)						1980 р.
Ф-1131	10	Мікроелектронний(REST-2.4)						2017 р.
Ф-1132	10	Мікроелектронний(РТ-200)						2017 р.
Ф-1133	10	Механічний(РТВ-1)						1980 р.
ТН-10-1	10	Запобіжник						1980 р.

Таблиця № 108. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Петровська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВЛ 35кВ-«Вікторівка»	35	Механічний(РТ40/20,РП-361)						1967 р.
Ввід 35кВ-1Т-2500кВА	35	Механічний(РТ40/20,РП-361)						1967 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Механічний(РТ40/20,РП-361)						1967 р.
Ф-354	10	Механічний(РТВ)						1967 р.
Ф-354	10	Механічний(РТВ)						1967 р.
Ф-355	10	Механічний(РТВ)						1967 р.
Ф-355	10	Механічний(РТВ)						1967 р.
ТСР-10	10	Запобіжники						1967 р.
ТН-10	10	Запобіжники						1967 р.

Таблиця № 109. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Новорайська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Механічний(РТ-40/20)						1967 р.
Ввід 35кВ-2Т-2,5мВА	35	ПСН						1967 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний(РС-80М2-14)						2011 р.
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний(РС-80М2-14)						2011 р.
ВМС -35	35	Мікропроцесорний(РС83-АВ2)						1967 р.
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний(РС-80М2-14)						2011 р.
Ф-1021	10	Мікроелектронний(РТ-200)						2011 р.
Ф-1022	10	Мікроелектронний(РС-80М2-14)						2011 р.
Ф-1023	10	Мікроелектронний(РС-80М2-14)						2011 р.
Ф-1024	10	Механічний(РТМ-1)						1967 р.
Ф-1026	10	Мікроелектронний(РС-80М2-14)						2011 р.
Ф-1027	10	Мікроелектронний(РС-80М2-14)						2011 р.
Ф-1028	10	Мікроелектронний(РЕСТ-2,4)						2011 р.
ТН-10	10	Запобіжник						1967 р.

Таблиця №110. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Раковська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-2,5МВА	35	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2017 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2017 р.
Ф-1081	10	Мікроелектронний(RT-200)						2017 р.
Ф-1083	10	Мікроелектронний(RT-200)						2017 р.
Ф-1085	10	Мікроелектронний(RT-200)						2017 р.
ТН-10-1	10	Запобіжник						1969 р.

Таблиця № 111. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Суханово»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т	35	ПСН						1980 р.
Ввід 10кВ-1Т		Мікроелектронний(REST-2,4)						2011 р.
ВЛ-35-Трифановка-1	35	Механічний(РСТ-11-24)						1980 р.
Ф-1101	10	Механічний(РТ-85/1)						1980 р.
Ф-1103	10	Механічний(РТМ)						1980 р.
ТН-10-1	10	Запобіжник						1980 р.

Таблиця № 112. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Тягинська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-1Т-1мВА	35	Механічний(РТ-40/20)						1975 р.
Ввод 35кВ-2Т-1,6мВА	35	Механічний(РТ-40/20)						1975 р.
Ввод 10кВ-1Т		Мікроелектронний(REST-2,4)						2012 р.
Ввод 10кВ-2Т		Мікроелектронний(REST-2,4)						2012 р.
СМВ-35	35	виведено						1975 р.
СМВ-10	10	виведено						1975 р.
Ф-1041	10	Мікроелектронний(РС-80М2-14)						2012 р.
Ф-1042	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2012 р.
Ф-1043	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2012 р.
ТН-10-2	10	Запобіжник						1975 р.

Таблиця № 113. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Асканія Нова»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-4,0мВА	35	Механічний(РТ-40/10)						1981 р.
Ввід 35кВ-2Т-4,0мВА	35	Механічний(РТ-40/10)						1981 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний(REST-2.4)						2016 р.
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний(REST-2.4)						2016 р.
СМВ-35	35	Механічний(РТ-40/10)						1981 р.
ТН-35-1сш	35	Відсутній						1981 р.

Продовження таблиці 113

Приєднання	Напруга , кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Мікропроцесорний(РС83-ДТ2)						1985 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікропроцесорний (РС83-А2М)						2011 р.
ф. 1121	10	Механічний(РТВ-1)						1985 р.
ф. 1123	10	Мікроелектронний(РЕСТ-2,4)						2011 р.
ф. 1124	10	Механічний(РТВ-1)						1985 р.
ТН-10	10	Запобіжник						1985 р.

Таблиця № 114. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Балтозарівка»

Приєднання	Напруга , кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-2Т-2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-13)						1976 р.
Ввод 10кВ-2Т-2,5мВА	10	Мікроелектронний(РЕСТ.1)						2010 р.
СМВ-10	10	Механічний(РТВ-1)						1976 р.
Ф-791	10	Механічний(РТВ-1)						1976 р.
Ф-792	10	Механічний(РТВ-1)						1976 р.
ТН-10-2сш	10	Запобіжник(РТВ-1)						1976 р.

Таблиця № 115. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Подове».

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлен ня захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ 1Т-2,5МВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний(РТ-40/20)					1968р
Ввод 35кВ 2Т-2,5МВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний(РТ-40/20)					1968р
ВМС-35	35	Механічний(РТ-40/20)						1968р
Ввод 10кВ 1Т	10	Мікроелектронний(РС-80)						1968р
Ввод 10кВ 2Т	10	Мікроелектронний						1968р
ВМС-10	35	Механічний(РТ-40/20)						1968р
Ф-1692	10	Механічний (РТ-85)						1968р
Ф-1693	10	Механічний (РТ-85)						1968р
Ф-1694	10	Механічний (РТ-85)						1968р
Ф-1695	10	Механічний (РТ-85)						1968р
ТН-10-1	10	запобіжник						1968р
ТН-10-2	10	запобіжник						1968р
ТСП-10-1	10	запобіжник						1968р
ТСП-10-2	10	запобіжник						1968р

Таблиця № 116. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Чонгар»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-1Т-2,5МВА	35	Мікроелектронний(РС-80М2-14)						
Ввод 35кВ-2Т -2,5МВА	35	Механічний(РТ-40/20)						1979 р.
Ввод 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2016 р.
Ввод 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2016 р.
ВМС -35	35	виведено						1979 р.
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2016 р.
Ф-1111	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2016 р.
Ф-1112	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2016 р.
Ф-1113	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2016 р.
Ф-1114	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2016 р.
Ф-1115	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2016 р.
Ф-1116	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2016 р.
ТН-10-1	10	Запобіжник						1979 р.
ТН-10-2	10	Запобіжник						1979 р.

Таблиця № 117. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Григор'євка»

Приєднання	Напруга , кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т- 2,5мВА	35	Механічний(РТ-40)						1985 р.
Ввід 35кВ-2Т- 2,5мВА	35	Механічний(РТ-40)						1985 р.
Ввід 10кВ-1Т- 2,5мВА	10	Мікроелектронний(REST.1)						2014 р.
Ввід 10кВ-2Т- 2,5мВА	10	Мікроелектронний(REST.1)						2014 р.
ВЛ-35«Строгоновка»	35	Механічний(РТ-40)						1985 р.
ТН-35-2СШ	35	Відсутній						1985 р.
СМВ-35	35	Механічний(РТ-40)						1985 р.
СМВ-10	10	Мікроелектронний(REST.1)						2014 р.
Ф-751	10	Механічний(РТМ)						1985 р.
Ф-752	10	Механічний(РТМ)						1985 р.
Ф-754	10	Механічний(РТМ)						1985 р.
ТН-10-1СШ	10	Запобіжник						1985 р.
ТН-10-2СШ	10	Запобіжник						1985 р.
Ф-754	10	Механічний(РТМ)						1985 р.
Ф-753	10	Механічний(РТМ)						1985 р.

Таблиця № 118. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «К. Володиміровка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-4,0мВА	35	Механічний(РТ-40/20)						1983 р.
Ввід 35кВ-2Т-4,0мВА	35	Механічний(РТ-40/20)						1983 р.
Ввід 10кВ-1Т-4,0мВА	10	Мікроелектронний(REST)						2017 р.
Ввід 10кВ-2Т-4,0мВА	10	Мікроелектронний(REST)						2016 р.
СМВ-35	35	Механічний(РТ-40/10)						1983 р.
СМВ-10	10	Мікроелектронний(REST)						2016 р.
Ф-370	10	Механічний(РТМ)						1983 р.
Ф-371	10	Механічний(РТВ)						1983 р.
Ф-372	10	Механічний(РТВ)						1983 р.
Ф-373	10	Механічний(РТМ-2)						1983 р.
Ф-374	10	Механічний(РТВ)						1983 р.
Ф-375	10	Механічний(РТВ)						1983 р.
Ф-376	10	Механічний(РТВ)						1983 р.
ТН-10-1	10	Запобіжник						1983 р.
ТН-10-2	10	Запобіжник						1983 р.

Таблиця № 119. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Крестовка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Мікропроцесорний(РС83-АВ2)						2018 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікропроцесорний(РС83-АВ2)						2018 р.
Ф-801	10	Механічний(РТВ)						1976 р.
Ф-802	10	Мікропроцесорний(РС83-АВ2)						2018 р.
Ф-803	10	механічний						1976 р.
Ф-805	10	Мікроелектронний(РС-80М2-8)						2013 р.
ТН-10-1 сш	10	Запобіжник						1976 р.

Таблиця № 120. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Маркєво»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід-35кВ-1Т-1,6мВА	35	Мікроелектронний(РС-80М2-14)						2013 р.
Ввід 10кВ-1Т		Мікроелектронний(РС-80М2-14)						2013 р.
Ф-831		Механічний(РТВ)						1988 р.
Ф-832	35	Механічний(РТВ)						1988 р.
Ф-833		Механічний(РТВ)						1988 р.
ТН-10-1 сш	10	Запобіжник						1988 р.

Таблиця № 121. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Строганівка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗ З	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-2,5мВ	35	Механічний(РТ-85/1)						1980 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний(РТ-200)						2012 р.
ВЛ-35кВ «Асканія-Нова»	35	Механічний(РТ-40)						1980 р.
ВЛ-35кВ «Григорьевка»	35	Механічний(РТ-40)						1980 р.
Ф-821	10	Механічний(РТВ)						1980 р.
Ф-823	10	Механічний(РТВ)						1980 р.
Ф-824	10	Механічний(РТВ)						1980 р.
Ф-825	10	Механічний(РТВ)						1980 р.
ТН-10-1сш	10	Запобіжник						1980 р.

Таблиця № 122. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Хлеבודарівка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗ З	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Мікроелектронний(РС-80М2-14)						2010 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний(РС-80М2-14)						2010 р.
ф-811	10	Механічний(РТВ)						1979 р.
ф-812	10	Механічний(РТВ)						1979 р.
ТН-10-1сш	10	Запобіжник						1979 р.

,Таблиця № 123. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Чаплинка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-5,6мВА	35	Мікроелектронний(РС-80М2-14)						2012 р.
Ввід 35кВ-2Т-4,0мВА	35	Механічний(РТ-40/10)						1970 р.
Ввід 35кВ-3Т-6,3мВА	35	Механічний(КЗ-37)						1970 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Механічний(РТ-40/10)						1970 р.
Ввід 10кВ-2Т	10	Механічний(РТВ)						1970 р.
Ввід 10кВ-3Т	10	Мікроелектронний(РС-80М2-14)						2012 р.
ТН-35-2сш	35	Відсутній						1970 р
СМВ-35	35	Механічний(РТ-40/20)						1970 р
СМВ-1-2сш	10	виведено						1970 р
СМВ-2-3сш	10	Мікроелектронний(РС-80М2-14)						2012 р.
ф-741	10	Мікроелектронний(РС-80М2-14)						2012 р.
ф-742	10	Механічний(РТ-40/10)						1961 р.
ф-743	10	Механічний(РТ-40/10)						1961 р.
ф-745	10	Механічний(РТВ-1)						1961 р.
ф-746	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2012 р.
ф-748	10	Механічний(РТМ)						1970 р
ф-749	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2012 р.

Продовження таблиці 123

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ф-7410	10	Механічний(РТВ-1)					1980 р.	
ф-7411	10	Механічний(РТВ-1)					1980 р.	
ф-7412	10	Механічний(РТВ-1)					1980 р.	
ТН-10-1сш	10	Запобіжник					1961 р.	
ТН-10-2сш	10	Запобіжник					1970 р.	
ТН-10-3сш	10	Запобіжник					1980 р.	

Таблиця № 124. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Шевченки»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-1,8мВА	35	Механічний (РТ-40, РП-341, РВМ-12)					1974 р.	
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)					2012 р.	
ф-781	10	Механічний (РТ-85/1)					1974 р.	
ф-782	10	Механічний (РТ-85/1)					1974 р.	
ф-783	10	Механічний (РТ-85/1)					1974 р.	
ТН-10-1сш	10	Запобіжник					1974 р.	

Таблиця № 125. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Ключева»

Приєднання	Напруга , кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-4мВА	35	Механічний (РТ-40/10)						1969 р.
Ввід 35кВ-2Т-2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/10)						2012 р.
Ввід 6кВ-1Т-4мВА	6	Механічний (РТ-40/10)						1969 р.
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (REST-2.4)						2012 р.
ф-8651	10	Механічний (РТМ)						1969 р.
ф-8652	10	Механічний (РТМ)						1969 р.
ф-8653	10	Механічний (РТВ)						1969 р.
ТН-10-2сш	10	Запобіжник						1969 р.

Таблиця № 126. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Отрадовка»

Приєднання	Напруга , кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВЛ 35кВ- «Н.Троолицьк»	35	Механічний (РТ-40)						1959р.
Ввід 35кВ-2Т-1,6мВА	35	Механічний (РТ-40)						1959р.
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2)						1959р.
ф-781	10	Механічний (РТ-85/1)						1959р.
ф-782	10	Механічний (РТ-85/1)						1959р.
ф-783	10	Механічний (РТ-85/1)						1959р.
ТН-10-2	10	Запобіжник						1959р.
ТСН-10-2	10	Запобіжник						1959р.

Таблиця № 127. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Каланчак»

Приєднання	Напруга , кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-6,3мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/10, РП-341,РВМ-12)					1978/2015р
Ввід 35кВ-2Т-6,3мВА	35	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний (РТ-40/10, РП-341,РВМ-12)					1978/2013 р
Ввід 10кВ-1Т-6,3мВА		Мікроелектронний (REST-2.4)						2015 р.
Ввід 10кВ-2Т-6,3мВА		Мікроелектронний (REST-2.4)						2013 р.
ВВ-35 «Привольє»	35	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13, РП-361)			+			2013 р.
ВЛ-35 «Мирная»	35	Механічний (РТ-40)						1978 р.
ТН-35-2сш	35	Відсутній						1978 р.
ТН-35-3сш	35	Відсутній						1978 р.
СМВ-35-1сш	35	Механічний (РТ-40/20)						1998 р.
СМВ-10	10	Мікроелектронний (RT.200.4)						2015 р.
ф-8301	10	Механічний (РТВ)						1998 р.

Продовження таблиці 127

<i>Приєднання</i>	<i>Напруга , кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановлення захистів</i>
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>	
ф-8302	10	Механічний (РТМ)					1998 р.	
ф-8303	10	Механічний (РТМ)					1998 р.	
ф-8304	10	Механічний (РТМ)					1978 р.	
ф-8305	10	Механічний (РТМ)					1978 р.	
ф-8306	10	Механічний (РТВ)					1978 р.	
ф-8307	10	Механічний (РТМ)					1978 р.	
ТН-10-1сш	10	Запобіжник					1998 р.	
ТН-10-2сш	10	Запобіжник					1978 р.	

Таблиця № 128. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Кр.Чабан»

Приєднання	Напруга , кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-2,5мВА	35	механічний						1982 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (РТ-200)						2017 р.
ВВ-35 «ВЕС»	35	Мікроелектронний (РС-80-АВ2)						2017 р.
ВВС-35	35	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13, РП-361)						2017 р.
ф-8821	10	Механічний (РТВ)						1982 р.
ф-8822	10	Механічний (РТВ)						1982 р.
ф-8823	10	Механічний (РТМ)						1982 р.
ТН-10-1ш	10	Запобіжник						1982 р.

Таблиця № 129. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Мирна»

Приєднання	Напруга , кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)						1963 р.
Ввід 35кВ-2Т-2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)						1963 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Механічний (РТВ)						1963 р.
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (REST-2)						2012 р.
СМВ-35	35	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)						1992 р.
ф-8540	10	Механічний (РТВ-1)						1963 р.
ф-8541	10	Механічний (РТВ)						1963 р.
ф-8542	10	Механічний (РТВ)						1963 р.
ф-8543	10	Механічний (РТВ)						1992 р.
ф-8544	10	Механічний (РТВ)						1992 р.
ф-8545	10	Мікроелектронний (РТ-200)						2016 р.

Продовження таблиці 129

Приєднання	Напруга , кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ф-8546	10	Механічний (РТВ-1)					1992 р.	
ф-8547	10	Механічний (РТВ-1)					1992 р.	
ВВ-10 СЕС	10	Мікроелектронний (РТ-200)					2014 р.	
ТН-10-1сш	10	Запобіжник					1963 р.	

Таблиця № 130. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Н. Київка»

Приєднання	Напруга , кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід-35кВ-1Т-1,8МВА	35	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)					1963 р.	
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (REST-2.4)					2012 р.	
СМВ-35	35	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)					1963 р.	
ф-8762	10	Механічний (РТМ)					1963 р.	
ф-8763	10	Механічний (РТМ)					1963 р.	
ТН-10-1сш	10	Запобіжник					1963 р.	

Таблиця № 131. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Привольє»

Приєднання	Напруга , кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-2Т-2,5МВА	35	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2012 р.
Ввід 10кВ-2Т	10	Механічний (РТВ-1)						1990 р.
СМВ-35	35	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РСВ-13)						1990 р.
СМВ-10	10	виведено						1990 р.
ф-8410	10	Механічний (РТВ)						1990 р.
ф-8411	10	Механічний (РТВ)						1990 р.
ф-8412	10	Мікроелектронний (РС-80-14)						2012 р.
ф-8413	10	Механічний (РТВ-1)						1990 р.
ТН-10-1сш	10	Запобіжник						1990 р.
ТН-10-2сш	10	Запобіжник						1990 р.

Таблиця № 132. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Архангельська»

Приєднання	Напруга , кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід-35кВ-1Т-1,6мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20)					1968/1968 р
Ввід-35кВ-2Т-1,6мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20)					1968/1968 р
Ввід-10кВ-2Т-1,6мВА	10	Мікроелектронний (REST)						2012 р.
Ввід-10кВ-2Т-1,6мВА	10	Механічний (РТВ-1)						1968 р.
ВЛ-35кВ В. Олександрівка	35	Механічний (РТВ-1)	-					1968 р.
Ф-1511	10	Механічний (РТВ-1)	-					1968 р.
Ф-1512	10	Мікроелектронний (REST)	-					2012 р.
Ф-1513	10	Механічний (РТВ-1)	-					1968 р.
Ф-1514	10	Мікроелектронний (REST)	-					2012 р.
Ф-1515	10	Механічний (РТ-85/1)	-					1968 р.

Таблиця №133. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Високопільська»

Присіднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/10, РВМ-13, РП-341)	-					1977 р.
Ввід 35кВ-2Т-2,5мВА	35	Механічний (РТ-85/1)	-					1977 р.
Ввід-10кВ-1Т	10	Механічне (РТ-40/10)						1977 р.
Ввід-10кВ-2Т	10	Механічне (РТ-85/1)						1977 р.
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/10, РВМ-13, РП-341)	-					1977 р.
ВВ-35кВ «СЭС»	35	-	Мікропроцесорний (МРЗС-05Л)					2013 р.
ВМ-35кВ Н.Вознесеновка	35	Механічний (РТ-40/20)	-					1977 р.
СМВ-10кВ	10	Механічний (РТВ)	-					1977 р.
Ф-1501	10	Механічний (РТВ-1)	-					1977 р.
Ф-1502	10	Механічний (РТ-85/1)	-					1977 р.

Продовження таблиці 133

<i>Приєднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановлення захистів</i>
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>	
Ф-1503	10	Механічний (РТВ-1)	-					1977 р.
Ф-1504	10	Механічний (РТВ-1)	-					1977 р.
Ф-1505	10	- Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2017 р.
Ф-1506	10	Механічний (РТМ-1)	-					1977 р.

Таблиця № 134. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Кочубєєвка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-2Т-2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/10, РВМ-13, РП-341)	-					1974 р.
Ввод 10кВ-2Т-2,5мВА	35	Механічний (РТВ-1)	-					1974 р.
Ф-1521	10	Механічний (РТМ-1)	-					1974 р.
Ф-1522	10	Механічний (РТ-85/1)	-					1974 р.
Ф-1523	10	Механічний (РТМ-1)	-					1974 р.
Ф-1524	10	Механічний (РТМ-1)	-					1974 р.
Ф-1525	10	Механічний (РТВ-1)	-					1974 р.

Таблиця № 135. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Н.Вознесенська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод-35кВ-1Т-1,6мВА	35	Механічний (РТ-40/10)	-					1985 р.
Ввод-10кВ-1Т-1,6мВА	10	Механічний (РТВ-4)	-					1985 р.
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/10)	-					1985 р.
Ф-1531	10	Механічний (РТВ-2)	-					1985 р.
Ф-1532	10	Механічний (РТВ-2)	-					1985 р.
Ф-1533	10	Механічний (РТВ-2)	-					1985 р.
Ф-1534	10	Механічний (РТВ-2)	-					1985 р.

Таблиця № 136. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Коробки».

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-2500кВА	35	Мікроелектронний (РТ-200)		+				2013р
Ввід 35кВ-2Т-1000кВА	35	Мікроелектронний (РТ-200)		+				2013р
Ввід 10кВ-1Т-2500кВА	10	Мікроелектронний (РС-80)						2013р
Ввід 10кВ-2Т-1000кВА	10	Мікроелектронний (РС-80)						2013р
ВМС-35	35	Механічний (РТ-40/10)						1968р
Ф-121	10	Механічний (РТМ-1)						1968р
Ф-122	10	Механічний (РТВ)						1968р
Ф-123	10	Механічний (РТВ)						1968р
Ф-124	10	Механічний (РТМ-1)						1968р

Продовження таблиці 136

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ТН-10-1	10	запобіжник						1968р
ТН-10-2	10	запобіжник						1968р
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний(REST-2,4)						2011р
ТСП-1	10	запобіжник						1968р
ТСП-2	10	запобіжник						1968р

Таблиця № 137. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Заозерне»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВЛ-35кВ «Заозерне»	35	Мікроелектронний (РС-80М2-5)						2005р
Ввід 10кВ-1Т-2,5мВА	35	запобіжник	Мікроелектронний (REST-2,4)	+				1978/2005р
Ф-191	10	Механічний (РТМ-1)						1978р
ТН-10-1	10	запобіжник						1978р
ТСП-1	10	запобіжник						1978р

Таблиця № 138. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Червоний Перекоп».

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-2Т-2,5МВА	35	Мікроелектронний) (РС-80М2-14)		+				2005р
Ввод 10кВ-2Т	10	(Мікроелектронний) REST-2,4						2005р
ВЛ-35 «Р.Люксембург»	35	Мікропроцесорний (РС83-АВ2)						1979р
Ф-141	10	Механічний (РТМ)						1979р
Ф-143	10	Механічний (РТМ)						1979р
Ф-144	10	Механічний (РТ-85/1)						1979р
Ф-145	10	Механічний (РТМ)						1979р
Ф-146	10	Механічний (РТМ)						1979р
ТН-10-1	10	запобіжник						1979р
ТН-10-2	10	запобіжник						1979р
СМВ-10кВ	10	мікроелектронний						2012р
ТСР-1	10	запобіжник						1979р

Таблиця № 139. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Тавричанка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ -1Т-2500кВА	35	Механічний (РТ-40/10;РІП-341; РВМ-12)		+				1970р
Ввід 35кВ -2Т-2500кВА	35	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				2006р
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (РЕСТ-2,4)						2006р
Ввід 10кВ-2Т		(РЕСТ-2,4)						2006р
Ф-151	10	Механічний (РТМ-1)						1970р
Ф-153	10	Механічний (РТМ-1)						1970р
Ф-154	10	Механічний (РТМ-1)						1970р
ТН-10-1	10	запобіжник						1970р
ТН-10-2	10	запобіжник						1970р
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (РЕСТ -2,4)						2011р
ТСП-1	10	запобіжник						1970р
ТСП-2	10	запобіжник						1970р

Таблиця № 140. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Краса Херсонщини»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-6,3кВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20, РП-341, РВМ-12)					1981р
Ввід 35кВ-2Т-4,0кВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20, РП-341, РВМ-12)					1981р
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (REST.01-200)						2013р
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (REST.01-200)						2013р
ВМС-35	35	Механічний (РТ-40/20, РП-341, РВМ-12)						1981р
СМВ-10кВ	10	мікроелектронний						2013р
Ф-161	10	Механічний(РТ-85/1)						1981р
Ф-164	10	Механічний(РТМ)						1981р
Ф-165	10	Механічний(РТМ)						1981р
ТН-10-1	10	запобіжник						1981р
ТН-10-2	10	запобіжник						1981р
ТСП-1	10	запобіжник						1981р
ТСП-2	10	запобіжник						1981р

Таблиця №141. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «НС-III-МК»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 10кВ- 1Т	35	запобіжник	Мікроелектронний(REST)	+				1973/2018р
Ввід 35кВ-2Т-1000кВА	35	мікроелектронний(РТ-200)						2018р
Ф-171	10	Механічний(РТМ)						1973р
ТН-10-1	10	запобіжник						1973р
ТСР-1	10	запобіжник						1973р

Таблиця № 142. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «НС-V-МК»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід-35-1Т	35	Мікроелектронний(REST-0,1)		+				2014р
Ввід 10кВ- 1Т	10	Мікроелектронний(РТ-200)						2014р
2Т	35	запобіжник						1973р
3Т	35	запобіжник						1973р
Ф-181	10	Механічний(РТМ)						1973р
Ф-183	10	Мікропроцесорний(МРЗС-05Л)						2013р
ТН-10-1	10	запобіжник						1973р
ТСР-1	10	запобіжник						1973р

Таблиця № 143. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Ж.Порт»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановленн я захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВЛ-35 «Бехтери»	35	Механічний (РТ-40/10)						1984р
ВЛ-35 «Молодежная»	35	Механічний (РТ-40/10)						1984р
Ввод 35кВ - 1Т-4,0МВА	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)		+				1984р
Ввод 35кВ - 2Т -2,5МВА	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)		+				1984р
Ввод 10кВ - 1Т		Мікроелектронний (РС-80М2-14)						1984р
Ввод 10кВ - 2Т		Мікроелектронний (РС-80М2-14)						1984р
ВМС-35	35	Механічний (РТ-40/10)						1984р

Продовження таблиці 143

<i>Приєднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановл ення захистів</i>
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>	
Ф-271	10	Механічний (РТМ)					1984р	
Ф-272	10	Механічний (РТМ)					1984р	
Ф-273	10	Механічний (РТМ)					1984р	
Ф-274	10	Механічний (РТМ)					1984р	
Ф-275	10	Механічний (РТМ)					1984р	
Ф-276	10	Механічний (РТМ)					1984р	
Ф-277	10	Механічний (РТМ)					1984р	
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (РС-80М2)					1984р	
ТН-10-1	10	запобіжник						
ТН-10-2	10	запобіжник						
ТСП-1	10	запобіжник						
ТСП-2	10	запобіжник						

Таблиця № 144. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Ретранслятор»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-1Т-6,3МВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20)	+				1986р
ВМ-10-1Т		Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2012р
ВМС-35	35	Механічний(РТ-40/20)						1986р
Ф-201	10	Мікроелектронний(РС-80М2-14)						1986р
Ф-203	10	Механічний (РТМ)						1986р
Ф-204	10	Механічний (РТМ)						1986р
Ф-205	10	Механічний (РТМ)						1986р
ТН-10-1	10	запобіжник						1986р
ТСП-1	10	запобіжник						1986р

Таблиця № 145. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Громівка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановленн я захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВЛ-35 «НС-6-Р2-2»	35	Механічний (РТ-40/20)						1960р
ВЛ-35 «Васильївка»	35	Механічний (РТ-40/20)						1960р
Ввод 35кВ - 1Т-4,0мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20)					1960р
Ввод 35кВ - 2Т -2,5мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20)					1960р
ВМС-35	35	Механічний (РТ-40/10)						1960р
Ввод 10кВ - 1Т		Мікроелектронний(РС-80М2)						1960р
Ввод 10кВ - 2Т		Мікроелектронний(РС-80М2)						1960р
ВМС-10	35	Механічний(РТ-40/10)						1960р
Ф-161	10	Механічний(РТ-85/1)						1960р
Ф-164	10	Механічний(РТМ)						1960р
Ф-165	10	Механічний(РТМ)						1960р
Ф-161	10	Механічний(РТ-85/1)						1960р
Ф-161	10	Механічний(РТ-85/1)						1960р
Ф-164	10	Механічний(РТМ)						1960р
Ф-165	10	Механічний(РТМ)						1960р
ТН-10-1	10	запобіжник						1960р
ТН-10-2	10	запобіжник						1960р
ТСП-1	10	запобіжник						1960р
ТСП-2	10	запобіжник						1960р

Таблиця № 146. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Васильєвка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановленн я захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВЛ-35 «Восток-Запад»	35	Механічний (РТ-40/10)						1982р
Ввод 35кВ - 1Т-2,5МВА	35	Механічний (РТ-40/20)						1982р
Ввод 10кВ - 1Т	10	Мікроелектронний(РС-80М2)						1982р
Ф-161	10	Механічний(РТ-85/1)						1982р
Ф-164	10	Механічний(РТМ)						1982р
Ф-165	10	Механічний(РТМ)						1982р
ТН-10-1	10	запобіжник						1982р
ТСП-1	10	запобіжник						1982р

Таблиця № 147. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «НС-6 по Р-1-1»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
1Т	35	запобіжник		+				1976р
Ввід 10кВ- 1Т	10	мікроелектронний(Rest -2, 4)						2013р
Ф-212	10	Механічний(РТМ)						1976р
ТН-10-1	10	запобіжник						1976р
ТСП-1	10	запобіжник						1976р

Таблиця № 148. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Роза Люксембург»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ- 1Т-2,5мВА	35	запобіжник		+				1979р
Ввод 10кВ- 1Т-2,5мВА		Мікроелектронний(REST)						2009р
ВМС-35	35	Мікропроцесорний (PC83-AB2)						1979р
Ф-221	10	Механічний(РТМ)						1979р
Ф-223	10	Механічний(РТВ-1)						1979р
Ф-224	10	Механічний(РТВ-1)						1979р
ВМС-10	10	Мікроелектронний(REST)						2011р
ТН-10-1	10	запобіжник						1979р
ТСП-1	10	запобіжник						1979р

Таблиця № 149. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Фрунзенська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ- 1Т-2,5мВА	35	запобіжник		+				1968р
Ввод 10кВ- 1Т		Мікроелектронний(PC80-M2)						2008р
Ф-241	10	Механічний(РТМ)						1968р
Ф-243	10	Механічний(РТВ-1)						1968р
Ф-244	10	Механічний(РТВ-1)						1968р
ТН-10-1	10	запобіжник						1968р
ТСП-1	10	запобіжник						1968р

Таблиця № 150. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Чорноморівка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановленн я захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-2,5кВА	35	Механічний (РТ-40/20)		+				1979р
Ввід -10кВ		Мікроелектронний (РС-80М2)						2008р
ВМС-35	35	відсутній						1979р
Ф-232	10	Механічний (РТВ-1)						1979р
Ф-233	10	Механічний (РТВ-1)						1979р
ТН-10-2	10	запобіжник						1979р
ТСР-2	10	запобіжник						1979р

Таблиця № 151. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Іванівка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановленн я захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВЛ-35 «Трофімовка»	35	Механічний (РТ-40/10)						1966р
ВЛ-35 «Дружбовка»	35	Механічний (РТ-40/10)						1966р
Ввод 35кВ - 1Т-4,0мВА	35	Механічний (РТ-40/20)		+				1966р
Ввод 35кВ - 2Т -2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/20)		+				1966р
Ввод 10кВ - 1Т		Мікроелектронний (РС-80М2)						1966р
Ввод 10кВ - 2Т		Мікроелектронний(РС-80М2)						1966р
ВМС-35	35	Механічний(РТ-40/10)						1966р

Продовження таблиці 151

<i>Приєднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановл ення захистів</i>
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>	
Ф-271	10	Механічний (РТМ)					1966р	
Ф-272	10	Механічний (РТМ)					1966р	
Ф-273	10	Механічний (РТМ)					1966р	
Ф-274	10	Механічний (РТМ)					1966р	
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)					1966р	
ТН-10-1	10	запобіжник						
ТН-10-2	10	запобіжник						
ТСП-1	10	запобіжник						
ТСП-2	10	запобіжник						

Таблиця № 152. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Кам'янка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановленн я захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід-35кВ-1Т-2,5мВА	35	Мікропроцесорний (PC83-ДТ2)(PC83-В4)		+				2008р
2Т	35	механічний		+				1963р
Ввід 10кВ- 1Т-2,5мВА	10	Мікропроцесорний (PC83-А2М)						2015р
Ввід 10кВ- 2Т-2,5мВА	10	Мікроелектронний (REST-0,1-200)						2015р
Ф-241	10	Механічний (РТМ)						1963р
Ф-242	10	Механічний (РТМ)						1963р
Ф-243	10	Механічний (РТМ)						2006р
ТН-10-1	10	запобіжник						1963р
ТСП-1	10	запобіжник						1963р
ТСП-2	10	запобіжник						1963р

Таблиця № 153. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Каїри»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановленн я захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввсд 35кВ 1Т-2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-13, РП-341)		+				1986р
Ввсд 10кВ 1Т		Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2012р
ВМС-35	35	Відсутній						
ВЛ-35 «Горностаївка»	35	Мікропроцесорний (РС83-АВ2)						2020р
Ф-261	10	Механічний (РТМ)						1986р
Ф-262	10	Механічний (РТМ)						1986р
Ф-263	10	Механічний (РТМ)						1986р
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2011р
ТСП-1	10	запобіжник						
ТН-10-1	10	запобіжник						

Таблиця № 154. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Н.Серогози».

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановленн я захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВМС-35	35	Механічний(РТ-40/10)						1964р
Ввод 35кВ - 1Т-4,0мВА	35	Механічний(РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)		+				1964р
Ввод 35кВ - 2Т -2,5мВА	35	Механічний(РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)		+				1964р
Ввод 10кВ - 1Т	10	Механічний (РТ85/1)						1964р
Ввод 10кВ - 2Т	10	Механічний (РТ85/1)						1964р
СМВ-10	10	Механічний (РТВ)						1964р
ЗНОМ-35		Запобіжник						1964р
ЗНОМ-35		Запобіжник						1964р
НТМИ-10		Запобіжник						1964р
НТМИ-10		Запобіжник						1964р
Ф-401		Механічний (РТМ)						1964р
Ф-403		Механічний (РТМ)						1964р
Ф-405		Механічний (РТМ)						1964р
Ф-402		Механічний (РТМ)						1964р
Ф-404		Механічний (РТМ)						1964р
Ф-406		Механічний (РТМ)						1964р
Ф-408		Механічний (РТМ)						1964р

Таблиця № 155. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Горностаївка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановленн я захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВЛ-35 «Ольгине»	35	Механічний (РТ-40/20)						1979р
ВЛ-35 «Каїри»	35	Механічний (РТ-40/10)						1986р
ВЛ-35 «В.Лепетиха»	35	Механічний (РТ-40/10)						1979р
Ввод 35кВ - 1Т-4,0мВА	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)		+				1979р
Ввод 35кВ - 2Т -2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)		+				1986р
Ввод 10кВ - 1Т		Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2014р
Ввод 10кВ - 2Т		Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2014р
ВМС-35	35	Механічний (РТ-40/10)						2014р

Продовження таблиці 155

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ф-271	10	Механічний (РТМ)					1986р	
Ф-272	10	Механічний (РТМ)					1986р	
Ф-273	10	Механічний (РТМ)					1986р	
Ф-274	10	Механічний (РТМ)					1986р	
Ф-275	10	Механічний (РТМ)					1986р	
Ф-276	10	Механічний (РТМ)					1986р	
Ф-277	10	Механічний (РТМ)					1986р	
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)					2008р	
ТН-10-1	10	запобіжник						
ТН-10-2	10	запобіжник						
ТСП-1	10	запобіжник						
ТСП-2	10	запобіжник						

Таблиця № 156. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «В.Благовіщенка».

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановле ння захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВЛ-35 «Степна»	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-13, РП-341)					1986р	
ВЛ-35 «Рубанівка»	35	Механічний (РТ-40/6)					1986р	
ВЛ-35 «Костянтинівка»	35	Мікропроцесорний (РС83-АВ2)		+	+		2018р	
Ввод 35кВ 1Т-1,8МВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний(РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)	+			1986р	
Ввод 35кВ 2Т-2,5МВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний(РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)	+			1986р	
Ввод 10кВ 1Т		Мікроелектронний(РС-80)					2014р	
Ввод 10кВ 2Т		Мікроелектронний (REST-0,1-200)					2014р	
ВМС-35	35	Механічний(РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)					1986р	

Продовження таблиці 156

<i>Приєднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановле ння захистів</i>
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>	
Ф-281	10	Механічний (РТВ)					1986р	
Ф-282	10	Механічний (РТВ)					1986р	
Ф-283	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)					2016р	
Ф-284	10	Механічний (РТВ)					1988р	
СМВ-10кВ	10	відсутній						
ТН-10-1	10	запобіжник						
ТН-10-2	10	запобіжник						
ТСП-1	10	запобіжник						
ТСП-2	10	запобіжник						

Таблиця № 157. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Костянтинівка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановле ння захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВЛ-35 «Р.Люксембург»	35	Механічний (РП-341,РВМ-12, РТ- 40/10)						1988р
Ввід 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Мікроелектронний (РС-80М2-5)		+				2018р
Ввід 35кВ-2Т-2,5мВА	35	механічний		+				
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-8, РП-341)						2018р
Ввід 10кВ-2Т	10	Механічний (РТВ)						1988р
Ф-291	10	Механічний (РТМ)						1988р
Ф-292	10	Механічний (РТМ)						1986р
Ф-293	10	Механічний (РТМ)						1988р

\

Таблиця № 158. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Костогризово»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановле ння захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВЛ-35 «ВЭС Костогризово»	35	Мікропроцесорний (РС83-АВ2)		+	+			2018р
Ввод 35кВ 1Т-1,8мВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний(РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)	+				1986р
Ввод 35кВ 2Т-2,5мВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний(РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)	+				1986р
Ввод 10кВ 1Т	10	Мікроелектронний(РС-80)						2014р
Ввод 10кВ 2Т	10	Мікроелектронний (REST-0,1-200)						2014р
ВМС-35	35	Механічний(РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)						1986р
СММ-10	35	Механічний(РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)						1986р
Ф-141	10	Механічний(РТМ)						1979р
Ф-143	10	Механічний(РТМ)						1979р
Ф-144	10	Механічний(РТ-85/1)						1979р
Ф-145	10	Механічний(РТМ)						1979р
Ф-146	10	Механічний(РТМ)						1979р
Ф-146	10	Механічний(РТМ)						1979р

Таблиця № 159. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Ольгине»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановле ння захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-2Т-2,5мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20,РП-341, РВМ- 12)	+				1988р
Ввід 10кВ-2Т-2,5мВА	10	Механічний (РТ-40/20,РП-341, РВМ- 12)						1988р
ВМС-35	35	Механічний (РТ-40/10,РП-341, РВМ- 12)						1988р
Ф-311	10	Механічний (РТВ)						1988р
Ф-312	10	Механічний (РТВ)						1988р
Ф-313	10	Механічний (РТВ)						1988р
Ф-314	10	Механічний (РТВ)						1988р
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2008р
ТН-10-2	10	запобіжник						
ТСР-2	10	запобіжник						

Таблиця № 160. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Богданівка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановле ння захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/20, РП-341,РВМ-12)		+				1988р
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2008р
ВМС-35	35	Мікропроцесорний (РС83-АВ2)						1988р
Ф-902	10	Механічний (РТМ-1)						1988р
Ф-908	10	Механічний (РТМ-1)						1988р
ВМС-10	10	Відсутній (РТ-200)						2010р
ТН-10-1	10	запобіжник						1988р
ТСР-1	10	запобіжник						1988р

Таблиця № 161. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Генгорка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановленн я захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ - 1Т	35	Механічний (РТ-40/20,РВМ-12, РП-341)						1966р
Ввод 35кВ - 2Т	35	Механічний (РТ-40/20,РВМ-12, РП-341)						1966р
Ввод 10кВ - 1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				1966р
Ввод 10кВ - 2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				1966р
ВМС-35	35	Механічний (РТ-40/10)						1966р
ВМС-10	35	Механічний(РТ-40/10)						1966р
Ф-1323	10	Механічний (РТВ-4)	-					1966р.
Ф-1324	10	Механічний (РТВ-4)	-					1966р.
Ф-1323	10	Механічний (РТВ-4)	-					1966р.
Ф-1322	10	Механічний (РТВ-4)	-					1966р.
ТСП-1	10	запобіжник						1966р
ТСП-2	10	запобіжник						1966р
ТН-6-1	10	запобіжник						1966р
ТН-6-2	10	запобіжник						1966р

Таблиця № 162. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Светлічна»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід-35кВ-1Т-1,6 МВА	35	Механічний (РТ-40/20,РВМ-12, РП-341)	-					1994р
Ввід 10кВ-1Т	10	Механічний (РТ-40/20)	-					1994р.
Ф-468	10	Механічний (РТВ)	-					2017 р.
Ф-469	10	Механічний (РТВ)	-					1994р
ТСР-10-1	10	запобіжник						1994р
ТН-10-1	10	запобіжник						1994р

Таблиця № 163. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Хрещеновська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід-35кВ-2Т-2,5МВА	35	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2017 р.
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2017 р.
Ф-1651	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2017 р.
Ф-1652	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2017 р.

Таблиця № 164. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6-10кВ «Каховка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановле ння захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-1Т-10МВА	35	Мікропроцесорний (РС-83/ДТ-2)						2016р
Ввод 35кВ-2Т-5,6МВА	35	Механічний (РТ-40/20)						2016р
Ввод 35кВ-3Т-6,3кВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20, РП-361, РСВ- 13)					1956/1956р
Ввод 35кВ-4Т -6,3МВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20, РП-361, РСВ- 13)					1956/1956
ВЛ-35кВ «Промбаза»	35	відсутній						
Ввод 6кВ-1Т	6	Мікроелектронний (REST-01-200)						2016р
Ввод 6кВ-2Т	6	Мікроелектронний (REST-01-200)						2016р
Ввод 10кВ-3Т	10	Мікроелектронний (РТ-200)						2016р
Ввод 10кВ-4Т	10	Механічний (РТ-40/10)						1956р
ВМС-35	35	відсутній						

Продовження таблиці 164

<i>Приєднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановл ення захистів</i>
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>	
Ф-84	6	Механічний (РТМ)					1956р	
Ф-85	6	Механічний (РТМ)					1956р	
Ф-87	6	Механічний (РТМ)					1956р	
Ф-88	6	Механічний (РТМ)					1956р	
Ф-89	6	Механічний (РТМ)					1956р	
Ф-810	6	Механічний (РТВ)					1956р	
Ф-811	6	Механічний (РТМ)					1956р	
Ф-813	6	Механічний (РТВ)					1956р	
Ф-815	6	Мікроелектронний (РС-80М2-20)					2016р	

Продовження таблиці 164

<i>Приєднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановл ення захистів</i>
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>	
Ф-816	6	Мікроелектронний (РС-80М2-20)						2016р
Ф-817	6	Механічний (РТМ)						1956р
Ф-818	6	Механічний (РТМ)						1956р
Ф-819	6	Механічний (РТМ)						1956р
Ф-820	6	Механічний (РТМ)						1956р
Ф-821	6	Механічний (РТМ)						1956р
Ф-823	6	Механічний (РТМ)						1956р
Ф-824	6	Механічний (РТМ)						1956р
Ф-825	6	Механічний (РТМ)						1956р

Продовження таблиці 164

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ТН-6-2	6	запобіжник						1956р
ТН-6-2	6	запобіжник						1956р
Ф-828	10	Механічний (РТМ)						1956р
Ф-830	10	Механічний (РТМ)						1956р
Ф-831	10	Мікроелектронний (REST0,1-200)						2015р
Ф-832	10	Механічний (РТМ)						1956р
Ф-833	10	Механічний (РТМ)						1956р
Ф-834	10	Механічний (РТМ)						1956р
Ф-837	10	Механічний (РТМ)						1956р
Ф-840	10	Мікроелектронний (РС-80М2-20)						2012р

Продовження таблиці 164

<i>Приєднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановл ення захистів</i>
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>	
Ф-849	10	Механічний (РТМ)					1956р	
Ф-851	10	Механічний (РТМ)					1956р	
Ф-853	10	Механічний (РТМ)					1956р	
ВМС-10	10	Мікроелектронний (РС-80М2-20)					2015р	
ТН-10-1	10	запобіжник					1956р	
ТН-10-2	10	запобіжник					1956р	

Таблиця № 165. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Чорнянка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановле ння захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ -1Т-4000кВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20;РП-341;РВМ-12)	+				1970/1970р
Ввід 35кВ -1Т-4000кВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20;РП-341;РВМ-12)	+				1970/1970р
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (REST-2,4)						2012р
Ввід 10кВ - 2Т	10	Мікроелектронний (REST-2,4)						2012р
ВМС-35	35	Механічний (РТ-40/10)						1970р
ВЛ-35 «Н.Маячка»	35	Механічний (РТ-40/10)						1970р
ВЛ-35 СН ПС- 750«Каховська»	35	Мікропроцесорний (РС-83АВ-2)						2016р
Ф-131	10	Механічний (РТВ-1)						1970р
Ф-132	10	Механічний (РТМ-1)						1970р
Ф-133	10	Механічний (РТВ-1)						1970р

Продовження таблиці 165

<i>Приєднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановл ення захистів</i>
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>	
Ф-134	10	Механічний (РТВ-1)					1970р	
Ф-137	10	Механічний (РТМ-1)					1970р	
Ф-138	10	Механічний (РТМ-1)					1970р	
ТН-10-1	10	запобіжник					1970р	
ТН-10-2	10	запобіжник					1970р	
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (РЕСТ-2,4)					2012р	
ТСП-1	10	запобіжник					1970р	
ТСП-2	10	запобіжник					1970р	

Таблиця № 166. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Любимівка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід-35-1Т-4,0МВА	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-13, РП-341)		+				1986р
Ввід-35-2Т-4,0МВА	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-13, РП-341)		+				1986р
Ввід-10-1Т	10	Мікроелектронний (РТ-200)						2016р
Ввід-10-2Т	10	Мікроелектронний (РТ-200)						2016р
ВМС-35	35	відсутній						1986р
Ф-250	10	Механічний (РТВ-4)						1986р
Ф-252	10	Механічний (РТВ-4)						1986р
Ф-253	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2017р

Продовження таблиці 166

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ф-254	10	Механічний (РТМ)						1986р
Ф-256	10	Механічний (РТМ)						1986р
Ф-257	10	Механічний (РТМ)						1986р
Ф-258	10	Механічний (РТМ)						1986р
Ф-259	10	Механічний (РТМ)						1986р
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (РТ-200)						2013р
ТН-10-1	10	запобіжник						1986р
ТН-10-2	10	запобіжник						1986р
ТСП-1	10	запобіжник						1986р
ТСП-2	10	запобіжник						1986р
Рек-1 Ф-253	10	мікропроцесорний						2018р

Таблиця № 167. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Сіваши»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВВ-35кВ «Отрадовка»	35	Механічний(РТ-40/50)						1974р
ВМ-35кВ «Н.Алексеевка»	35	Механічний(РТ-40/50)						1974р
Ввід 35кВ-1Т 2500кВА	35	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний(РТ-40/10)					1974р
Ввід 35кВ-2Т 4000кВА	35	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний(РТ-40/10)					1978р
Ввід 10кВ-1Т	35	Механічний(РТ-40/50)						1974р
Ввід 10кВ-2Т	10	Механічний(РТ-40/50)						1978р
СМВ-10кВ	10	Механічний (РТ-85)						1978р
Ф-1691	10	Механічний (РТ-85)						1974р
Ф-1692	10	Механічний (РТ-85)						1974р
Ф-1693	10	Механічний (РТ-85)						1974р
Ф-1694	10	Механічний (РТ-85)						1978р
Ф-1695	10	Механічний (РТ-85)						1978р
Ф-1695	10	Механічний (РТ-85)						1978 р
ТН-10-1	10	запобіжник						1974р
ТН-10-2	10	запобіжник						1978р
ТСП-10-1	10	запобіжник						1974р
ТСП-10-2	10	запобіжник						1978р

Таблиця № 168. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Беляєвська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід-35кВ-1Т-2500кВА	35	Механічний (РТ-40/20 РП-341, РВМ-12)	-					1967 р.
Ввід-35кВ-2Т-2500кВА	35	Механічний (РТ-40/20 РП-341, РВМ-12)	-					1967 р.
Ввід-10кВ-1Т-2500кВА	10	Механічний (РТВ-1)	-					1967 р.
Ввід-10кВ-2Т-2500кВА	10	Механічний (РТВ-1)	-					1967 р.
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/20 РП-341, РВМ-12)	-					1968 р.
СМВ-10кВ	10	Механічний (РТВ-1)	-					1968 р.
Ф-1612	10	Механічний (РТ-85/1)	-					1968 р.
Ф-1613	10	Механічний (РТМ-1)	-					1968 р.
Ф-1614	10	Механічний (РТМ-1)	-					1968 р.

Таблиця № 170. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Гавриловська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід-35кВ-1Т-2,5кВА	35	Механічний (РС-80М2-14)	-					1971 р.
Ввід-35кВ-2Т-2,5кВА	35	Механічний (РС-80М2-14)	-					1971 р.
Ввід-10кВ-1Т-2,5кВА	10	Механічний (РТВ-1)	-					1971 р.
Ввід-10кВ-2Т-2,5кВА	10	Механічний (РТВ-1)	-					1971 р.
ВМ-35кВ «Червонофлотец»	35	Механічний (РТ-40/20)	-					1972 р.
Ф-1621	10	Механічний	-					1971 р.
Ф-1622	10	Механічний (РТВ-1)	-					1971 р.
Ф-1623	10	Механічний (РТВ-1)	-					1972 р.

Таблиця № 171. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Стрелкове»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т	35	Механічний (ДЗТ)	Мікроелектронний (РС-80М2)					2018р
Ввід 35кВ-2Т	35	Механічний (ДЗТ)	Мікроелектронний (РС-80М2)					2018р
Ввід 10кВ-1Т	10	Механічний (РТ-40/10)	-					2009р
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2)	-					2009р
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/20)	-					1982р.
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (РС-80М2)	-					2009р
Ф-1691	10	Мікроелектронний (РС-80М2)	-					2009р
Ф-1692	10	Мікроелектронний (РС-80М2)	-					2009р
Ф-1693	10	Механічний (РТМ)	-					1982р.
Ф-1694	10	Механічний (РТ-85)	-					1982р.
Ф-1695	10	Механічний (РТ-85)	-					1982р.
ТН-10-1	10	запобіжник						1982р
ТН-10-2	10	запобіжник						19782р
ТСР-10-1	10	запобіжник						1982р
ТСР-10-2	10	запобіжник						1982р

Таблиця № 172. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Осокорівська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід-35кВ-1Т-2,5кВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20)					1990/1990
Ввід-10кВ-1Т-2,5кВА	10	Механічний(РТМ)	-					1990/1990
СМВ-35кВ	35	Механічний(РТ-40/10,)	-					1991 р.
Ф-1681	10	Механічний(РТ-85/1)	-					1990 р.
Ф-1682	10	Механічний(РТ-85/1)	-					1990 р.
Ф-1683	10	Механічний(РТ-85/1)	-					1991 р.
ВЛ-35кВ З.Балка	35	Механічний(РТ-40/10)	-					1990 р.
ВЛ-35кВ Н.Воронцовка	35	Механічний(РТ-40/10)	-					1991 р.

Таблиця № 173. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «М.Копані»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід-35кВ-1Т-2,5кВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20)					1985р
Ввід-10кВ-1Т-2,5кВА	10	Механічний(РТМ)	-					1985р
Ф-1681	10	Механічний(РТ-85/1)	-					1985р.
ТН-10-2	10	запобіжник						1985р
ТСР-10-1	10	запобіжник						1985р

Таблиця № 174. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Федорівка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВМ-35кВ «Чкалово»	35	Механічний(РТ-40/50)						1973р
Ввід 35кВ-1Т 2500кВА	35	Механічний (РНТ-256)	Механічний(РТ-40/10)					1973р
Ввід 35кВ-2Т 2500кВА	35	Механічний (РНТ-256)	Механічний(РТ-40/10)					1990р
Ввід 10кВ-1Т	35	Механічний(РТ-40/50)						1973р
Ввід 10кВ-2Т	10	Механічний(РТ-40/50)						1990р
СМВ-10кВ	10	Механічний (РТ-85)						1990р
Ф-1673	10	Механічний (РТ-85)						1973р
Ф-1674	10	Механічний (РТ-85)						1973р
Ф-1675	10	Механічний (РТ-85)						1990р
Ф-1676	10	Механічний (РТ-85)						1990р
ТН-10-1	10	запобіжник						1973р
ТН-10-2	10	запобіжник						1990р
ТСП-10-1	10	запобіжник						1973р
ТСП-10-2	10	запобіжник						1990р

Таблиця № 175. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Піонер»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20)					1993/1993
Ввід 35кВ-2Т	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20)					1993/1993
Ввід 10кВ-1Т	10	Механічний (РТ-40/10)	-					1993
Ввід 10кВ-2Т	10	Механічний (РС-80М2-5)	-					1993
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/10, РВМ-13, РП-341)	-					1993 р.
СМВ-10кВ	10	Механічний (РТ-40/10)	-					1993 р.
Ф-1691	10	Механічний (РТМ)	-					1993 р.
Ф-1692	10	Механічний (РТМ)	-					1994 р.
Ф-1693	10	Механічний (РТМ)	-					1993 р.
Ф-1694	10	Механічний (РТ-85)	-					1994 р.

Таблиця № 176. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Янтарна»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід-35кВ-1Т-2,5кВА	35	Механічний(РТ-40/20)	-					1989 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Механічний(РТВ-1)						1989 р.
СМВ-35кВ	35	Механічний(РТ-40/20)						1989 р.
Ф-1671	10	Механічний(РТВ-1)	-					1989 р.
Ф-1673	10	Механічний(РТВ-1)	-					1990 р.
Ф-1674	10	Механічний(РТВ-1)	-					1989 р.

Таблиця № 177. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Сов.Азербайджан»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід-35кВ-1Т-2,5кВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20)					1987р
Ввід-10кВ-1Т-2,5кВА	10	Механічний(РТМ)	-					1987р
Ф-765	10	Механічний(РТ-85/1)	-					1987р.
Ф-766	10	Механічний(РТ-85/1)	-					1987р.
Ф-767	10	Механічний(РТ-85/1)	-					1987р.
ТН-10-2	10	запобіжник						1987р
ТСР-10-1	10	запобіжник						1987р

Таблиця № 178. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Чкалово»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВВ-35кВ «А.Нова»	35	Механічний(РТ-40/50)						1976р
ВМ-35кВ «Подове»	35	Механічний(РТ-40/50)						1976р
Ввід 35кВ-1Т 2500кВА	35	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний(РТ-40/10)					1969р
Ввід 35кВ-2Т 4000кВА	35	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний(РТ-40/10)					1976р
Ввід 10кВ-1Т	35	Механічний(РТ-40/50)						1969р
Ввід 10кВ-2Т	10	Механічний(РТ-40/50)						1976р
СМВ-10кВ	10	Механічний (РТ-85)						1976р
Ф-1691	10	Механічний (РТ-85)						1976р
Ф-1692	10	Механічний (РТ-85)						1976р
Ф-1693	10	Механічний (РТ-85)						1969р
Ф-1694	10	Механічний (РТ-85)						1969р
Ф-1695	10	Механічний (РТ-85)						1969р
ТН-10-1	10	запобіжник						1969р
ТН-10-2	10	запобіжник						1976р
ТСП-10-1	10	запобіжник						1969р
ТСП-10-2	10	запобіжник						1976р

Таблиця № 179. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 кВ «Воскресеновка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід-35кВ-1Т-2,5кВА	35	Механічний (РТ-40/20)						1986 р.
Ввід-10кВ-1Т-2,5кВА	10	Мікроелектронний(РС-80М2)						2009 р.
Ф-1661	10	Механічний(РТВ-1)						1986 р.
Ф-1662	10	Механічний(РТВ-1)						1986 р.
Ф-1663	10	Механічний(РТВ-1)						1987 р.
Ф-1664	10	Механічний(РТВ-1)						1986 р.

Таблиця № 180. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 кВ «Кардашинка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід-35кВ-2Т-2,5кВА	35	Механічний (РТ-40/20)						1979 р.
Ввід-10кВ-2Т-2,5кВА	10	Мікроелектронний(РС-80М2)						1979 р.
Ф-446	10	Механічний(РТВ-1)						1979 р.
Ф-448	10	Механічний(РТВ-1)						1979 р.
Ф-451	10	Механічний(РТВ-1)						1979 р.
ТН-10-2	10	запобіжник						1979р

Таблиця №181. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Золотобалківська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід-35кВ-1Т	35	Механічний (РТ-40/20 РП-341, РВМ-12)	-					1967 р.
Ввід-35кВ-3Т	35	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2009 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Механічний (РТВ-1)	-					1967 р.
Ввід 6кВ-3Т	6	Мікроелектронний ((РС-80М2-14))	-					2009 р.
Ф-6кВ Н-1	6	Мікроелектронний ((РС-80М2-14))	-					2009 р.
Ф-6кВ Н-2	6	Мікроелектронний (РЕСТ.01-200)	-					2012 р.
Ф-6кВ Н-3	6	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2010 р.
Ф-1631	10	Механічний (РТВ-2)	-					1967 р.
Ф-1632	10	Механічний (РТВ-1)	-					1967 р.
Ф-1634	10	Механічний (РТВ-1)	-					1967 р.

Таблиця № 182. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Благодатна»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/20)					1972р	
Ввід 35кВ-1Т 2500	35	Механічний (РТ-40/20)					1972р	
Ввід 35кВ-2Т 2500	35	Механічний (РТ-40/20)					1972р	
СМВ-10кВ	35	Механічний (РТ-40/20)					1972р	
Ввід 10кВ –1Т	10	Механічний (РТ-40/20)					1972р	
Ввід 10кВ –2Т	10	Механічний (РТ-40/20)					1972р	
Ф-1026	10	Механічний(РТ-85)					1972р	
Ф-1028	10	Механічний(РТ-85)					1972р	
ТН-10-1	10	запобіжник					1972р	
ТН-10-2	10	запобіжник					1972р	
ТСП-10-1	10	запобіжник					1972р	
ТСП-10-2	10	запобіжник					1972р	

Таблиця № 183. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Нововоронцовська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід-35кВ-1Т-4мВА	35	Механічний (РТ-40/20,РВМ-13, РП-341)	-					1967 р.
Ввід-35кВ-2Т-4мВА	35	Механічний (РТ-40/10)	-					1967 р.
Ввід-10кВ-1Т	10	Механічний (РТ-402/20,РВМ-13, РП-341)	-					1967 р.
Ввід-10кВ-2Т	10	Механічний (РТ-40/10)	-					1967 р.
ВЛ-35кВ Осокоровская	35	Механічний (РТ-40/20,РВМ-13, РП-341)	-					1969 р.
СМВ-35кВ	35	Мікроелектронний (РС-80)	-					2009 р.
Ф-1601	10	Механічний (РТ-85/1)	-					1967 р.
Ф-1602	10	Механічний (РТВ-1)	-					1986 р.

Продовження таблиці 183

<i>Приєднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановлення захистів</i>
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>	
Ф-1604	10	Механічний (РТ-85/1)	-					1980 р.
Ф-1605	10	Механічний (РТ-85/1)	-					1967 р.
Ф-1606	10	Механічний (РТВ-1)	-					1990 р.
Ф-1607	10	Механічний (РТ-85/1)	-					1967 р.
Ф-1608	10	Механічний (РТВ-1)	-					1990 р.

Таблиця № 184. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 кВ «Червонофлотець»

<i>Приєднання</i>	<i>Напруга, кВ</i>	<i>Основний захист</i>	<i>Резервний захист</i>	<i>Наявність:</i>				<i>Рік встановлення захистів</i>
				<i>ЗОЗЗ</i>	<i>АПВ</i>	<i>УРОВ</i>	<i>АВР</i>	
Ввод 35кВ-1Т-4,0мВА	35	Механічний(РТВ-1)	-					1967 р.
Ввод 10кВ, 1Т-4,0мВА	10	Механічний(РТ-85/1)	-					1967 р.
Ф-1641	10	Механічний(РТВ-1)	-					1967 р.
Ф-1642	10	Механічний(РТВ-1)	-					1967 р.
Ф-1643	10	Механічний(РТВ-1)	-					1967 р.

Таблиця № 185. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 кВ «Погранична»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановле ння захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід-35кВ-1Т-4,0МВА	35	Механічний(РТ-40/20)	-					1995 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Механічний (РТВ-1)						1995 р.
Ф-2111	10	Механічний(РТВ-1)	-					1995 р.
Ф-2114	10	Механічний(РТВ-1)	-					1995 р.

Таблиця № 186. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 кВ «Попелак»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід-35кВ-1Т-2,МВА	35	Механічний(РТ-40/20)						1971р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Механічний(РТВ-1)						1971р.
Ф-1618	10	Механічний(РТВ-1)						1971р.
Ф-1619	10	Механічний(РТВ-1)						1971р.
Ф-1621	10	Механічний(РТВ-1)						1971р
ТН-10-1	10	запобіжник						1971р
ТСП-10-1	10	запобіжник						1971р

Таблиця № 187. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Комінтерн»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВВ-35кВ «Памятное»	35	Механічний(РТ-40/50)						1973р
ВМ-35кВ «В.Дружина»	35	Механічний(РТ-40/50)						1973р
Ввід 35кВ-1Т 2500кВА	35	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний(РТ-40/10)					1973р
Ввід 35кВ-2Т 4000кВА	35	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний(РТ-40/10)					1973р
Ввід 10кВ-1Т	35	Механічний(РТ-40/50)						1973р
Ввід 10кВ-2Т	10	Механічний(РТ-40/50)						1973р
СМВ-10кВ	10	Механічний (РТ-85)						1973р
Ф-1691	10	Механічний (РТ-85)						1973р
Ф-1692	10	Механічний (РТ-85)						1973р
Ф-1693	10	Механічний (РТ-85)						1973р
Ф-1694	10	Механічний (РТ-85)						1973р
Ф-1695	10	Механічний (РТ-85)						1973р
Ф-1694	10	Механічний (РТ-85)						1973р
Ф-1695	10	Механічний (РТ-85)						1973р
ТН-10-1	10	запобіжник						1973р
ТН-10-2	10	запобіжник						1973р
ТСП-10-1	10	запобіжник						1973р
ТСП-10-2	10	запобіжник						1973р

Таблиця № 188. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Б.Копані»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВВ-35кВ Костогрызово	35	мікроПроцесорний (РС83-А2.0)						2018р
ВМ-35кВ «Раденск»	35	Механічний (РТ-40/50)						1970р
Ввід 35кВ-1Т 2500кВА	35	Механічний (РТ-40/10)						1970р
Ввід 35кВ-2Т 4000кВА	35	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний (РТ-40/10)					2007р
Ввід 10кВ-1Т	35	Мікроелектронний (РС-80-14)						2010р
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (РС-80-14)						2010р
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (REST)						2010р

Продовження таблиці 188

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ф-1941	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)						2010р
Ф-1942	10	Мікроелектронний (РС-80-14)						2010р
Ф-1943	10	Мікроелектронний (РС-80-14)						2010р
Ф-1944	10	Мікроелектронний (РТ-200)						2010р
Ф-1945	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)						2010р
Ф-1946	10	Мікроелектронний (РС-80-14)						2010р
Ф-1947	10	Мікроелектронний (РС-80-14)						2010р
ТН-10-1	10	запобіжник						1970р
ТН-10-2	10	запобіжник						1970р

Таблиця № 189. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Брелівка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановле ння захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/20)						1970р
Ввід 35кВ- 1Т 4000кВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20)					1970р
Ввід 35кВ- 2Т 4000кВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/50)					1970р
Ввід 10кВ 1Т	10	мікропроцесорний (РС-80МР)						2018р
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (РТ.200)						2010р
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (РТ.200)						2010р
Ф-1962	10	Механічний (РТ-85)						1970р
Ф-1963	10	Мікроелектронний (РЕСТ.01-200)						2010р
Ф-1965	10	Механічний (РТ-85)						1970р
Ф-1964	10	Механічний (РТ-85)						1970р
ТН-10-1	10	запобіжник						1970р
ТН-10-2	10	запобіжник						1970р

Таблиця № 190. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 кВ «Щасливцеве»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
ВМ-35кВ «Стрелковое»	35	Механічний (РТ-40/50)						1976р
Ввід-35кВ-1Т-4,0мВА	35	Механічний (РТ-40/20)	-					1976р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Механічний (РТВ-1)						1976р.
ТН-10-1	10	запобіжник						1976р
ТСР-10-1	10	запобіжник						1976р
Ф-1013	10	Механічний (РТВ-1)	-					1976р.
Ф-1014	10	Механічний (РТВ-1)	-					1976р.
Ф-1017	10	Механічний (РТВ-1)	-					1976р.
Ф-1019	10	Механічний (РТВ-1)	-					1976р.

Таблиця № 191. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «К.Лагеря»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ –1Т 2500кВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/10)					1983р
Ввід 35кВ –2Т 2500кВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/10)					1983р
Ввід 10кВ –1Т	10	Мікропроцесорний (РС-80МР)						2018р
Ввід 10кВ –2Т	10	Мікропроцесорний (РС-80МР)						2018р
СМВ-10	10	Мікроелектронний (REST-2)						2007р
Ф-1971	10	Мікроелектронний (РС-80-14)						2007р
Ф-1972	10	Мікроелектронний (РС-80МР)						2007р
Ф-1973	10	Мікроелектронний (РС-80-5)						2007р
Ф-1974	10	Мікроелектронний (REST.01-200)						2007р
Ф-1975	10	Механічний (РТВ)						1983р

Таблиця № 192. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Лесная»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
СМВ-35кВ	35	Механічний(РТ-40/50)						1973р
Ввід 35кВ-1Т 4000кВА	35	Мікропроцесорний(РС-83)	Механічний(РТ-40/10)					2017р
Ввід 35кВ –2Т 6300 кВА	35	Мікропроцесорний(РС-83)	Механічний(РТ-40/10)					2017р
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікропроцесорний(РС-80MP)						2017р
Ввід 10кВ –2Т	10	Мікропроцесорний(РС-80MP)						2017р
СМВ-10	10	Мікроелектронний(REST-2)						2008р

Таблиця № 193. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Н.Маячка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
СМВ-35кВ	35	Механічний(РТ-40/20)						1980 р
Ввід 35кВ –1Т 4000кВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний(РС-80-14)					1980р
Ввід 35кВ –2Т 4000кВА	35	Механічний(РНТ-565)	Механічний(РТ-40/20)					1980р
Ввід 10кВ -1Т	10	Мікроелектронний(РНТ-565)						2012р
Ввід 10кВ –2Т	10	Мікроелектронний(РНТ-565)						2012р
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (REST.2)						2012р

Продовження таблиці 193

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ф-1911	10	Мікроелектронний (REST 01-200)						2012р
Ф-1912	10	Мікроелектронний (REST 01-200)						2012р
Ф-1913	10	Механічний (РТ-85)						1980р
Ф-1914	10	Мікроелектронний REST 01-200						2012р
Ф-1915	10	Мікроелектронний (REST)						2012р
Ф-1916	10	Мікроелектронний (РС-80)						2012р
Ф-1917	10	Мікроелектронний (REST)						2012р
Ф-1918	10	Мікроелектронний (REST.01-200)						2012р
Ф-1919	10	Механічний (РТВ)						1980р
ТН-10-1	10	запобіжник						1980р
ТН-10-2	10	запобіжник						1980р

Таблиця № 194. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Подокалинівка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід35-2Т-1600кВА	35	Мікроелектронний (РС-80-5)						2012р
Ввід 10кВ-2Т	35	Мікроелектронний (РТ-200)						2012р
СМВ-10кВ	35	Механічний (РТ-85)						1969р
Ф-1931	35	Механічний (РТ-85)						1969р
Ф-1932	35	Механічний (РТ-85)						1969р
Ф-1933	10	Механічний (РТ-85)						1969р
Ф-1934	10	Механічний (РТ-85)						1969р
Ф-1935	10	Механічний (РТ-85)						1969р
ТН-10-1	10	запобіжник						1969р

Таблиця № 195. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Раденська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
СМВ-35кВ	35	Механічний(РТ-40/20)					1984р	
Ввід 35кВ-1Т 2500	35	Механічний(РТ-40/20)					1984р	
Ввід 10кВ –1Т	10	Мікроелектронний(РС-80М2-5)					2010р	
Ф-2001	10	Механічний(РТ-85)					1984р	
Ф-2002	10	Механічний(РТ-85)					1984р	
Ф-2003	10	Механічний(РТ-85)					1984р	
ТН-10-1	10	запобіжник					1984р	

Таблиця № 196. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Ст.Маячка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлен ня захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ -1Т 1600кВА	35	Механічний(КЗ-37)					1981р	
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний(REST.2)					2012р	
СМВ-10кВ	10	Механічний					1981р	
Ф-1921	10	Мікроелектронний(РТ-200)					2012р	
Ф-1922	10	Механічний(РТ-85)					1981р	
Ф-1923	10	Мікроелектронний(РТ-200)					2012р	
Ф-1924	10	Мікроелектронний(РТ-200)					2012р	
ТН-10-1	10	запобіжник					1981р	

Таблиця № 197. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Тарасовка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
СМВ-35	35	Механічний (РТ-40/20)					1988р	
ВВід 35кВ-1Т 1000кВА	35	Механічний (РТ-40/10)					1988р	
ВВід 35кВ-2Т 2500кВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20)				1988р	
ВВід 10кВ-1Т	10	Мікропроцесорний (РС-80МР)					2018р	
ВВід 10кВ-2Т	10	Мікропроцесорний (РС-80МР)					2018р	
СМВ-10	10	Мікроелектронний (REST-2)					2012р	
Ф-1951	10	Мікроелектронний (REST-200)					2012р	
Ф-1952	10	Механічний (РТВ)					1988р	
Ф-1953	10	Мікроелектронний (РТ-200)					2012р	
Ф-1954	10	Механічний (РТВ)					2012р	
ТН-10-1	10	запобіжник					1988р	
ТН-10-2	10	запобіжник					1988р	

Таблиця № 198. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Архангельська».

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлен ня захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід-35кВ-1Т-1,6мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20)					1968/1968р
Ввід-35кВ-2Т-1,6мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20)					1968/1968р
Ввід-10кВ-2Т-1,6мВА	10	Мікроелектронний (REST)						2012 р.
Ввід-10кВ-2Т-1,6мВА	10	Механічний (РТВ-1)						1968 р.
ВЛ-35кВ В. Олександрівка	35	Механічний (РТВ-1)	-					1968 р.
Ф-1511	10	Механічний (РТВ-1)	-					1968 р.
Ф-1512	10	Мікроелектронний (REST)	-					2012 р.
Ф-1513	10	Механічний (РТВ-1)	-					1968 р.
Ф-1514	10	Мікроелектронний (REST)	-					2012 р.
Ф-1515	10	Механічний (РТ-85/1)	-					1968 р.

Таблиця №199. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Високопільська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввід 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/10, РВМ-13, РП-341)	-					1977 р.
Ввід 35кВ-2Т-2,5мВА	35	Механічний (РТ-85/1)	-					1977 р.
Ввід-10кВ-1Т	10	Механічне (РТ-40/10)						1977 р.
Ввід-10кВ-2Т	10	Механічне (РТ-85/1)						1977 р.
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/10, РВМ-13, РП-341)	-					1977 р.
ВВ-35кВ «СЭС»	35	-	Мікропроцесорний (МРЗС-05Л)					2013 р.
ВМ-35кВ Н.Вознесеновка	35	Механічний (РТ-40/20)	-					1977 р.
СМВ-10кВ	10	Механічний (РТВ)	-					1977 р.
Ф-1501	10	Механічний (РТВ-1)	-					1977 р.
Ф-1502	10	Механічний (РТ-85/1)	-					1977 р.

Таблиця № 200. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Кочубєєвка»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод 35кВ-2Т-2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/10, РВМ-13, РП-341)	-					1974 р.
Ввод 10кВ-2Т-2,5мВА	35	Механічний (РТВ-1)	-					1974 р.
Ф-1521	10	Механічний (РТМ-1)	-					1974 р.
Ф-1522	10	Механічний (РТ-85/1)	-					1974 р.
Ф-1523	10	Механічний (РТМ-1)	-					1974 р.
Ф-1524	10	Механічний (РТМ-1)	-					1974 р.
Ф-1525	10	Механічний (РТВ-1)	-					1974 р.

Таблиця № 201. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Н.Вознесенська»

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановл ення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ввод-35кВ-1Т-1,6мВА	35	Механічний (РТ-40/10)	-					1985 р.
Ввод-10кВ-1Т-1,6мВА	10	Механічний (РТВ-4)	-					1985 р.
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/10)	-					1985 р.
Ф-1531	10	Механічний (РТВ-2)	-					1985 р.
Ф-1532	10	Механічний (РТВ-2)	-					1985 р.
Ф-1533	10	Механічний (РТВ-2)	-					1985 р.
Ф-1534	10	Механічний (РТВ-2)	-					1985 р.

18.4. Технічний стан повітряних ліній 0,4-6-10 кВ

Технічний стан повітряних ліній ПЛ-6-10кВ.

Аналіз технічного стану повітряних ліній 6-10кВ, виконується відповідно до діючих «СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі. Настанова». На 01.01.2021р. технічний стан наведено у табл. 3.4.1.

Табл. 3.4.1. Технічний стан ПЛ-6-10кВ

Одиниця виміру	Всього	Добре	Капітальний ремонт	Реконструкція	Заміна
км	9036,2972	4975,3	2596,69	861	
%	100	55	28,7	9,5	

Технічний стан повітряних ліній 0,4кВ

Аналіз технічного стану повітряних ліній 0,4кВ, виконується відповідно до діючих «СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі. Настанова». На 01.01.2021р. технічний стан наведено у табл. 3.4.2.

Табл. 3.4.2. Технічний стан ПЛ-0,4кВ

Одиниця виміру	Всього	Добре	Капітальний ремонт	Реконструкція	Заміна
км	10956,5025	6614	3323,174	394	40,435
%	100	60,3	30	3,5	0,39

18.5. Технічний стан кабельних ліній 0,4-6-10-35 кВ

Загальна довжина кабельних мереж АТ “Херсонобленерго” становить 1187,72 км. Кількість КЛ за рівнями напруги наведена в таб.18.5.1

Рівень напруги,кВ	км
35	36,06
10	282,69
6	366,98
0,4	501,99

таб.18.5.1

Кількість КЛ в розрізі ВДзРМів наведена в таб.18.5.2

ВДзРМ	км	%
Н.Каховське	204,09	0,17
Олешківське	43,1	0,04
Каховське	61,25	0,05
Новотроїцьке	1,5	0,001
Голопристанське	17,61	0,015
В.Лепетихське	2,37	0,002
Чаплинське	21,6	0,02
Іванівське	1,02	0,001
Скадовське	8,3	0,01
Геничеське	44,9	0,04
Високопільське	1,48	0,001
Херсонське	780,5	0,65

таб.18.5.2

Термін експлуатації кабелів залежить від їх конструкції. Згідно НТД встановлені наступні терміни експлуатації:

-для кабелів з пластмасовою ізоляцією-25 років

-для кабелів з паперовою ізоляцією -30 років.

В АТ «Херсонобленерго» загальна довжина КЛ 35-6-10-0,4 кВ, термін експлуатації яких станом на 01.01.21р.вийшов, складає 858,186 км. В таб.18.5.3 наведені дані за рівнем напруги.

Всього	858,186	%
35кВ	36,064	
з них працюють більше 30 років	14,73	40,1
10кВ	282,693	
з них працюють більше 30 років	148,42	52,5
6кВ	366,977	
з них працюють більше 30 років	267,193	72,8
0,4	501,987	
з них працюють більше 30 років	427,843	85,2

таб.18.5.3

В таб.18.5.4 наведені дані по КЛ в розрізі відділень електромереж АТ «Херсонобленерго», термін експлуатації яких вже сплинув.

РЕМ	км	%
Н.Каховський	204,09	
з них працюють більше 30 років	123,839	60,7
Олешківський	43,1	
з них працюють більше 30 років	27,14	63
Каховський	61,25	
з них працюють більше 30 років	41,496	67,7
Новотроїцький	1,5	
з них працюють більше 30 років	1,45	96,7
Голопристанський	17,61	
з них працюють більше 30 років	4,7	26,7
В.Лепетихський	2,37	
з них працюють більше 30 років	2	84,4
Чаплинський	21,6	
з них працюють більше 30 років	17,392	80,5
Іванівський	1,02	
з них працюють більше 30 років	0,964	94,5
Скадовський	8,3	
з них працюють більше 30 років	3,61	43,5
Геничеський	44,9	
з них працюють більше 30 років	35,14	78,3
Високопільський	1,48	
з них працюють більше 30 років	0,25	16,9
Херсонський	780,5	
з них працюють більше 30 років	600,205	76,9

таб.18.5.4

Згідно діючих НТД нормативна кількість муфт на 1 км складає:

-для нових не більше: для трижильних кабелів 1-10 кВ до 3х95 мм 4 шт.; для трижильних кабелів 1-10 кВ 3х120 - 3х240 мм 5 шт.; для одножильних кабелів 2 шт.

-в експлуатації не більше - 10 шт.

Дані по кабельним лініям, які мають кількість з'єднувальних муфт значно більше допустимого знаходяться в таб.18.5.5.

Клас напруги	км	%
6-10 кВ	649,67	
На них більше 10 муфт на 1 км	292,65	45
0,4 кВ	501,987	
На них більше 10 муфт на 1 км	269,65	54

таб.18.5.5

В таблиці 18.5.6 наведені дані в розрізі ВДзРМ:

ВДзРМ	км	%
Н.Каховське	204,09	
На них більше 10 муфт на 1 км	116,9	57
Каховське	61,25	
На них більше 10 муфт на 1 км	33,6	55
Скадовське	8,3	
На них більше 10 муфт на 1 км	0,658	8
Геничеське	44,9	
На них більше 10 муфт на 1 км	28,96	64
Херсонське	780,5	
На них більше 10 муфт на 1 км	466,98	60

таб.18.5.6

Кабельні лінії з алюмінієвою оболонкою марки ААШВ та ААБ найбільш часто пошкоджуються через висококорозійні ґрунти. Вони мають найменший термін експлуатації. Станом на 01.01.21р. Їх кількість складає 144,394 км.

В таблиці 18.5.7 наведені дані по КЛ марки ААШВ та ААБ в розрізі відділень, в яких вони застосовуються:

ВДзРМ	км	%
Н.Каховське	99,335	
З них ААШВ та ААБ	21,65	22
Каховське	24,88	
З них ААШВ та ААБ	8,2	33
Скадовське	3,122	
З них ААШВ та ААБ	0,6	19
Геничеське	9,172	
З них ААШВ та ААБ	8,22	89
Херсонське	335,982	
З них ААШВ та ААБ	105,724	31

таб.18.5.7

Значною проблемою в експлуатації КЛ 0,4 кВ є використання трижильних кабельних ліній, в яких відсутня нульова жила. Через висококорозійні ґрунти та електрокорозію часто пошкоджується оболонка КЛ, що приводить до перекосу напруги та неякісного електропостачання споживачів. Внаслідок чого до АТ “Херсонобленерго” надходить значна кількість скарг з необхідністю компенсування вартості пошкодженої побутової техніки. На сьогодні не існує методики визначення пошкодження оболонки даних ліній, яка використовується замість нульової жили. Фактично, ремонт таких ліній неможливий, вони підлягають повній заміні. Як показано в таб.18.5.8 станом на 01.01.2021р. в компанії налічується 101,04 км трижильних кабельних ліній 0,4 кВ.

КЛ 0,4 кВ	501,987	%
З них трижильні	97,71	19

таб.18.5.8

В таблиці 18.5.9 наведені дані в розрізі районів, де найбільш використовуються трижильні кабелі.

ВДзРМ	км	%
Н.Каховське	99,335	
З них трижильні	21,44	22
Каховське	24,88	
З них трижильні	4,86	19
Херсонське	335,982	
З них трижильні	63,6	19

таб.18.5.9

18.6 Технічний стан ТП, РП 6/10кВ, силових трансформаторів 6/10 кВ.

Аналіз технічного стану трансформаторних підстанцій 6,10/0,4кВ, виконується відповідно до діючих «СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі. Настанова». На 01.01.2021р. технічний стан ТП-6-10/0,4кВ наведено у табл. 3.4.3.

Табл. 3.4.3. Технічний стан ТП-6-10/0,4кВ

Одиниця виміру	Всього	Добре	Капітальний ремонт	Реконструкція	Заміна
шт	4517	2831	957	557	81
%	100	62,81	21,28	12,38	1,8

Технічний стан розподільних пунктів 6,10/0,4кВ.

Аналіз технічного стану розподільних пунктів 6,10/0,4кВ, виконується відповідно до діючих «СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі. Настанова». На 01.01.2021р. технічний стан розподільних пунктів 6,10/0,4кВ наведено у табл. 3.4.4.

Одиниця виміру	Всього	Добре	Капітальний ремонт	Реконструкція	Заміна
шт	36	30	2	2	2
%	100	83,3	5,6	5,6	5,6

Термін експлуатації силових трансформаторів 6,10/0,4кВ.

Одиниця виміру	Всього	Більше 25 років	Менше 25 років
шт	4971	3651	1320
МВА	1153	826	327

19. Перелік об'єктів незавершеного будівництва, реконструкції та технічного переоснащення системи розподілу станом на початок прогнозного періоду

№ з/п	Найменування об'єктів	Початок виконання ПВР (рік, місяць)	Початок виконання БМР (рік, місяць)	Затверджена кошторисна вартість, тис. грн (без ПДВ)	Залишок кошторисної вартості на початок прогнозного періоду, тис. грн (без ПДВ)	Характер робіт (нове будівництво, реконструкція, технічне переоснащення)	Джерело фінансування	Пропозиції щодо подальшого використання (виконати, списати, продати тощо), зазначити роки
1	2	3	4	5	6.0	7	8	9
1	ПЛ-150 кВ «ХТЕЦ-Никольська»	2017	2020	104233.661	104233.7	реконструкція	інвест. програма	2020-2023
2	ПЛ-0,4 кВ від КТП-3 (м.Херсон)	2015р		723.84	723.8	реконструкція	інвестиційна програма	2023
3	ПЛ-0,4 кВ від КТП-35 (смт. Білозерка)	2017р		367.95	368.0	реконструкція	інвестиційна програма	2022
4	ПЛ-0,4 кВ від КТП-634 (с. Олександрівка)	2017р		1030.26	1030.3	реконструкція	інвестиційна програма	2022
5	ПЛ-0,4 кВ від КТП-787 (с. Олександрівка)	2017р		1054.79	1054.8	реконструкція	інвестиційна програма	2022
6	ПЛ-0,4 кВ від КТП-789 (с. Олександрівка)	2017р		1226.5	1226.5	реконструкція	інвестиційна програма	2022
7	ПЛ-0,4 кВ від КТП-795 (с. Олександрівка)	2017р		1128.38	1128.4	реконструкція	інвестиційна програма	2022
8	ПЛ-10 кВ Ф-161 від ПС 35/10 "Краса Херсонщини" (с. Роздольне)	2017р		429.88	429.9	реконструкція	інвестиційна програма	2023
9	ПЛ-10 кВ Ф-201 від ПС 35/10 "Ретранслятор" (с. Василівка)	2017р		586.2	586.2	реконструкція	інвестиційна програма	2023
10	ПЛ-0,4 кВ від КТП-51 (с.Красне, Скадовський район)	2018р		905.058	905.1	реконструкція	інвестиційна програма	2022
11	ПЛ-0,4кВ від ТП-227, м. Херсон	2018р		1175.4	1175.4	реконструкція	інвестиційна програма	2023
12	ПЛ-0,4 кВ від КТП-17 (смт. Білозерка)	2018р		716.994	717.0	реконструкція	інвестиційна програма	2022
13	встановлення КТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-113 (с. Кизомис, Білозерський район)	2018р		131	131.0	нове будівництво	інвестиційна програма	2023
14	встановлення КТП-6/0,4 кВ для розвантаження ТП-589 (м.Херсон)	2018р		131	131.0	нове будівництво	інвестиційна програма	2023
16	встановлення КТП-6/0,4 кВ для розвантаження ТП-687 (м.Херсон)	2018р		131	131.0	нове будівництво	інвестиційна програма	2023
17	КЛ 6 кВ ТП 601-ТП 602	2018		859.643	859.643	Реконструкція	інвестиційна програма	2022
18	КЛ 6 кВ ТП 601-ТП 603	2018		1300.183	1300.183	Реконструкція	інвестиційна програма	2022
19	КЛ 6 кВ ТП 603-ТП 604	2018		760.77	760.77	Реконструкція	інвестиційна програма	2022
20	КЛ-6кВ від РП «Чорноморський» до ТП-27 у м.Херсоні	2016		1209.96	1209.96	Реконструкція	інвестиційна програма	2023
21	КЛ 6 кВТП 53-ТП 484	2017		651.296	651.296	Реконструкція	інвестиційна програма	2022
22	КЛ 6 кВ ПС Днепровская-ТП 80	2017		2373.438	2373.438	Реконструкція	інвестиційна програма	2023
23	КЛ 6 кВ ПС Комсомольская-ТП 160	2017		1588.679	1588.679	Реконструкція	інвестиційна програма	2022
24	Реконструкція дволанцюгової КЛ 10кВ від ТП-824 до ТП-825, м.Херсон (інв. №016717 КЛ 6КВ ТП824 ТП825)	2018		2017.86	2017.86	Реконструкція	інвестиційна програма	2023
25	Реконструкція дволанцюгової КЛ 10кВ від ТП-826 до ТП-827, м.Херсон (інв. №016724 КЛ 6КВ ТП825 ПС СУХАРНАЯ)	2018		1576.77	1576.77	Реконструкція	інвестиційна програма	2023
26	Реконструкція дволанцюгової КЛ 10кВ від ПС «Сухарная» до ТП-826, м.Херсон (інв. №016727 КЛ 6КВ ТП826 ПС СУХАРНАЯ)	2019		1216.8	1216.8	Реконструкція	інвестиційна програма	2022
27	Реконструкція дволанцюгової КЛ 10кВ від ТП-827 до ТП-828, м.Херсон (інв. №016728 КЛ 6КВ ТП828 ТП827)	2019		849.225	849.225	Реконструкція	інвестиційна програма	2023
28	Реконструкція дволанцюгової КЛ 10кВ від ТП-828 до ТП-829, м.Херсон (інв. №016730 КЛ 6КВ ТП828 ТП829)	2018		507	507	Реконструкція	інвестиційна програма	2023
29	Реконструкція дволанцюгової КЛ 10кВ від ТП-828 до ТП-835, м.Херсон (інв. №016725 КЛ 10КВ ТП825,824,827,828)	2019		709.8	709.8	Реконструкція	інвестиційна програма	2023

30	Реконструкція дволанцюгової КЛ 10кВ від ТП-829 до ТП-830, м.Херсон (інв. №016732 КЛ 6кВ ТП829 ТП830)	2018		659.1	659.1	Реконструкція	інвестиційна програма	2023
31	Реконструкція ВРП-35 ПС 35/10/6 "Каховская"	2013		14000	14000.0	Реконструкція	інвестиційна програма	2023
32	Встановлення ДГК-10 кВ на ПС 35/10 кВ "Северная".	2015		6200	6200.0	Реконструкція	інвестиційна програма	2023
33	Встановлення ДГК-6 кВ на ПС 35 кВ Комсомольська.	2015		6200	6200.0	Реконструкція	інвестиційна програма	2023
34	ПС 150/35/10 кВ "Дудчино". Реконструкція ВРУ-35 кВ із встановленням БСК-35 кВ.	2016		12000	12000.0	Реконструкція	інвестиційна програма	2025
35	ПС 150/35/10 кВ "Промышленная". Реконструкція ВРУ-35 кВ із встановленням БСК-35 кВ.	2016		9500	9500.0	Реконструкція	інвестиційна програма	2025
36	Реконструкція ПС 150 кВ «ХНПЗ» із заміною порталів ВРУ-35,150 кВ та реконструкцією системи блискавкозахисту підстанції на території Херсонської області біля м. Херсон	2017		34500	34500.0	Реконструкція	інвестиційна програма	2024
37	ПС 35кВ "Дзержинская". Реконструкція ЗРУ-6 кВ	2015р		22650	22650	Реконструкція	інвестиційна програма	2023
38	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „П.Покровская” з переобладнанням ВРП-35кВ.	2017		22000	22000.0	Реконструкція	інвестиційна програма	2023
39	Реконструкція ПС «Очистные сооружения» з заміною комірок КРУН-6 на КРПЗ-6.	2017		8000	8000.0	Реконструкція	інвестиційна програма	2023
40	Реконструкція ВРП-150кВ ПС-150/35/10кВ „Рубановка” із заміною ОД-150 на елегазові вимикачі та заміна тр-рів струму	2020		22000	22000	Реконструкція	інвестиційна програма	2023
41	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „ГНС КОС” з заміною ОД/КЗ 150кВ на елегазові вимикачі 150кВ в комплекті з тр-рами струму 150кВ.	2020		43000	43000	Реконструкція	інвестиційна програма	2023
42	ПС 35/6 кВ "Текстильна" Реконструкція із встановленням ДГК-6 кВ.	2013		18700	18700	Реконструкція	інвестиційна програма	2023
43	ПС 35/6 кВ "Киндийская" Реконструкція із встановленням ДГК-6 кВ.	2013		6800	6800	Реконструкція	інвестиційна програма	2023
Усього					355,802.4	—	—	—

Голова правління АТ «Херсонобленерго»

«___» _____ 2021 року

Головний бухгалтер

«___» _____ 2021 року

Сафронов І.М.

(підпис)

М. П. (за наявності)

Косовська С.В.

(підпис)

20. План інвестицій за джерелами фінансування (РАВ-тариф)

№ з/п	Статті джерел фінансування (тис. грн без ПДВ)	2022	2023	2024	2025	2026	Усього на прогнозний період ПРСР
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Власні кошти:						
1.1	амортизаційні відрахування	351,661.37	386,279.41	424,742.82	466,982.99	513,979.57	2,143,646.17
1.2	прибуток (обов'язкові реінвестиції)	177,775.00	170,664.00	163,837.44	157,283.94	150,992.58	820,552.97
1.3	за перетоки реактивної е/е	40,660.10	40,660.10	40,660.10	40,660.10	40,660.10	203,300.50
1.4	плата за приєднання	233,000.50	18,000.00	0.00	0.00	0.00	251,000.50
1.5	інші ТВЕ 2018	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.6	інші (власні кошти)						
2	Залучені кошти:						
2.1	кредити						
2.2	фінансова допомога						
2.3	інші (розшифрувати)						
3	Усього	803096.97	615603.51	629240.36	664927.04	705632.26	3,418,500.14

21. Пооб'єктний перелік проєктів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення елементів системи розподілу рівня напруги 20 кВ і вище та узагальнений перелік заходів для рівня напруги нижче 20 кВ

№ з/п	Пріоритетність заходу*	Найменування заходів	шт./км	Усього за ПКД/оцінюю		Заплановано ПРСР			Наявність проєкцій на початок проєкційного періоду (так/ні)	Наявність експертної документації на початок проєкційного періоду (так/ні)	Виконання ПВР		Виконання БМР		Обсяг фінансування, передбачений ПРСР, тис. грн (без ПДВ)					Створений резерв потужності пропускної здатності, мВт	Джерело фінансування***	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СРР, технічний стан, ПРСР, вимога ОСН тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ сторінок пояснювальної записки	Примітка				
				кількість**	Контрисна/оцінювальна вартість БМР, тис. грн (без ПДВ)	кількість**		вартість, усього, тис. грн (без ПДВ)			початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	2022	2023	2024	2025	2026											
						перший рік прогнозного періоду ПРСР***	прогнозований період ПРСР																							
I																														
I.1																														
I.1.1.																														
1.1.1.1.		Будівництво ПС 150/35/10кВ «Геніска»	шт	1	281900.00	1	283100.00	ні	ні	II квартал 2023р	III квартал 2023р	II квартал 2024р	IV квартал 2026р	0.00	1200	107300	82300	92300	80	Амортизація	5	СРР ХОЕ стор.642, КСР розділ 3. Зростання навантаження м.Геніска, підвищення надійності	Будівництво нової підстанції 150 кВ з двома секціями шин 150-35-10 кВ	757	Розробка ПКД					
1.1.1.2.		Будівництво ПС 150/35/10кВ «Складська»	шт	1	272000.00		1200.00	ні	ні	II квартал 2026р	III квартал 2026р	II квартал 2028р	IV квартал 2028р	0.00	0.00	0.00	0.00	1200.00	-	Амортизація	5	СРР ХОЕ стор.646, КСР розділ 3. Збільшення пропускної спроможності, зріст попиту потужності Складського вузла.	Будівництво нової підстанції 150 кВ з двома секціями шин 150-35-10 кВ	758	Розробка ПКД					
2.1.3.		Будівництво ПС 150/35/10кВ «Ж.Порт»	шт	1	320000.00		1200.00	ні	ні	II квартал 2026р	III квартал 2026р	II квартал 2027р	IV квартал 2027р	0.00	0.00	0.00	0.00	1200.00	-	Амортизація	5	СРР ХОЕ стор.646, КСР розділ 3. Збільшення пропускної спроможності, зріст попиту потужності Голопристанського вузла.	Будівництво нової підстанції 150 кВ з двома секціями шин 150-35-10 кВ	759	Розробка ПКД					
I.2.																														
I.2.1.																														
1.2.1.1.		ПС 35/10кВ «Перемога»	шт	1	75000.00		900.00	ні	ні	II квартал 2026р	III квартал 2026р	II квартал 2028р	IV квартал 2028р	0.00	0.00	0.00	0.00	900.00	-	Амортизація	5	СРР ХОЕ стор.659, КСР розділ 3. Збільшення пропускної спроможності, зріст попиту потужності м. Херсон центральна частина та приокальна площа.	Будівництво нової підстанції 35 кВ з двома секціями шин 35-10 кВ	766	Розробка ПКД					
1.2.2.		ПС 35/10кВ «Олександрівська»	шт	1	75000.00		900.00	ні	ні	II квартал 2026р	III квартал 2026р	II квартал 2028р	IV квартал 2028р	0.00	0.00	0.00	0.00	900.00	-	Амортизація	5	СРР ХОЕ стор.659, КСР розділ 3.Збільшення пропускної спроможності, зріст попиту потужності м. Олександрівка.	Будівництво нової підстанції 35 кВ з двома секціями шин 35-10 кВ	766	Розробка ПКД					
I.3.																														
1.3.1.		ПЛ 150кВ «Ж.Порт -Чулаковська»	км	27	120000.00		1600.00	ні	ні	II квартал 2026р	IV квартал 2026р	II квартал 2027р	IV квартал 2027р	0.00	0.00	0.00	0.00	1600.00		Амортизація	5	СРР ХОЕ стор.668, КСР розділ 3.Збільшення пропускної спроможності, зріст попиту потужності Голопристанського вузла.	Будівництво нової ПЛ 150 кВ	698	Розробка ПКД					
I.4.																														
I.4.1.																														
Усього (сума по п.1.1-1.4)																														
														288900.00	0.00	1200.00	107300.00	82300.00	98100.00											
2.																														
2.1.																														
2.1.1.																														
2.1.1.1.																														
2.1.1.1.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-150/35/10кВ "Дудчино"	шт		1300.00		1300.00	ні	ні	II квартал 2023р	IV квартал 2023р	II квартал 2024р	IV квартал 2024р	0.00	0.00	1300.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СРР ХОЕ стор.642, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1968 р.	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА	785-844						
2.1.1.1.2.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-35 кВ ПС 150/35/10 кВ "Дудчино"	шт	1	7500.00	1	7500.00	так	ні	III квартал 2016р	IV квартал 2016р	III квартал 2025р	IV квартал 2025р	0.00	0.00	0.00	7500.00	0.00	-	Амортизація	2,3	СРР ХОЕ стор.642, КСР розділ 3, Компенсація реактивної потужності.	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-35 кВ	699-784						
2.1.1.1.3.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РП-10 кВ ПС 150/35/10 кВ "Дудчино"	шт		14000.00		14250.00	ні	ні	II квартал 2024р	III квартал 2024р	I квартал 2026р	IV квартал 2026р	0.00	0.00	250.00	0.00	14000.00	-	Амортизація	2	Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1968.	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) комрок КРУ-10 з масляними выключачами на КРУ-10кВ з вакуумними выключачами	699-784						
2.1.1.1.4.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) тр-ра 2Т ПС 150/35/10 кВ "Дудчино"	шт		42000.00		42000.00	ні	ні	II квартал 2024р	III квартал 2024р	I квартал 2025р	IV квартал 2025р	0.00	0.00	0.00	42000.00	0.00	23	Амортизація	2	СРР ХОЕ стор.642, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1968	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) тр-ра 2Т 40МВ*А на тр-р 63 МВ*А.	699-784	Розробка ПКД госп.способом.					
2.1.2.																														
2.1.2.1.																														
2.1.2.1.1.	91	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-150 "Партизани " на ПС 150/35/10 „Н.Троїцька“.	шт		1250.00		1450.00	ні	ні	I квартал 2022р	IV квартал 2022р	I квартал 2023р	IV квартал 2023р	200.00	1250.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СРР ХОЕ стор.643, КСР розділ 3, Лист РДЦ Дніпровського регіону від 24.05.18. № 01-1/20937	«ПС 150/35/10 кВ «Новотроїцька»». Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) захисту ДФЗ та комплектів ВЧ-обороби ПЛ-150 "Партизани "	785-844						
2.1.2.1.2.	120	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС 150/35/10„Н.Троїцька“.	шт	1	1300.00	1	1300.00	ні	ні	I квартал 2021р	IV квартал 2021р	II квартал 2022р	IV квартал 2022р	1300.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СРР ХОЕ стор.643, КСР розділ 3, Технічний стан,	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА	785-844						
2.1.2.1.3.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ДТР-35 кВ ПС 150/35/10кВ „Н.Троїцька“.	шт		6100.00		6330.00	ні	ні	III квартал 2024р	III квартал 2024р	III квартал 2026р	IV квартал 2026р	0.00	0.00	230.00	0.00	6100.00	-	Амортизація	2.0	СРР ХОЕ стор.643, КСР розділ 3, Компенсація струму замикання на «землю», рік введення ПС в експлуатацію1967	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ДТР-35 кВ ПС 150/35/10кВ „Н.Троїцька“.	699-784						
2.1.2.1.4.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) акумуляторної батареї ПС 150/35/10 кВ "Н.Троїцька"	шт		450.00		450.00	ні	ні	III квартал 2024р	III квартал 2024р	I квартал 2025р	IV квартал 2025р	0.00	0.00	0.00	450.00	0.00	-	Амортизація	2.0	СРР ХОЕ стор.643, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1967 р.	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) акумуляторної батареї ПС 150/35/10 кВ "Н.Троїцька"	699-784	Розробка ПКД госп.способом.					
2.1.3.																														
2.1.3.1.																														
2.1.3.1.1.	101	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-35кВ на ПС150/35/10кВ "Цюрупинська".	шт		400.00	5.00	400.00	ні	ні	II квартал 2021р	III квартал 2021р	II квартал 2022р	III квартал 2022р	400.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СРР ХОЕ стор.643, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1967.	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) електромеханічних захистів ПЛ-35кВ на МП-пристрої РЗА.	785-844	Розробка ПКД госп.способом.					
2.1.3.1.2.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ЗРП-10 кВ ПС-150/35/10кВ "Цюрупинська".	шт	1	180.00	1	180.00	ні	ні	III квартал 2025р	III квартал 2025р	III квартал 2027р	IV квартал 2027р	0.00	0.00	0.00	180.00	0.00	-	Амортизація	2	СРР ХОЕ стор.643, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення в експлуатацію1984	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) комрок 10 кВ з масляними выключачами на комрок з вакуумними выключачами	699-784	Розробка ПКД					
2.1.3.1.3.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ДТР-35 кВ ПС-150/35/10кВ "Цюрупинська".	шт		200.00	комплексе	200.00	ні	ні	III квартал 2026р	IV квартал 2026р	III квартал 2028р	IV квартал 2028р	0.00	0.00	0.00	0.00	200.00	-	Амортизація	2	СРР ХОЕ стор.643, КСР розділ 3, Компенсація струму замикання на «землю», рік введення ПС в експлуатацію1984	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ДТР-35 кВ ПС-150/35/10кВ "Цюрупинська".	699-784	Розробка ПКД					
2.1.4.																														
2.1.4.1.																														
2.1.4.1.1.	104	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-150-Карантинна-1,2 на ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ".	шт		900.00	комплексе	900.00	ні	ні	I квартал 2021р	III квартал 2021р	I квартал 2022р	IV квартал 2022р	900.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СРР ХОЕ стор.643, КСР розділ 3, Технічний стан	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) панелей Резервних захистів ПЛ-150 Карантинна-1, Карантинна-2 на пристрої ДАМАНТ L014 або аналог.	785-844	Розробка ПКД госп.способом.					
2.1.4.1.2.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ".	шт		1300.00	комплексе	1300.00	ні	ні	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	I квартал 2023р	IV квартал 2024р	0.00	650.00	650.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СРР ХОЕ стор.643, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1968р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т,2Т на МП пристрої РЗА	785-844	Розробка ПКД госп.способом.					
2.1.4.1.3.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ДЗШ-35 кВ ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ".	шт		750.00	комплексе	750.00	ні	ні	I квартал 2021р	IV квартал 2021р	II квартал 2023р	IV квартал 2023р	0.00	750.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СРР ХОЕ стор.643, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1968р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ДЗШ-35 кВ на мікропроцесорній пристрої РЗА.	785-844						
2.1.4.1.4.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-35, 150 кВ ПС 150 кВ "ХНПЗ" .	шт		30500.00	комплексе	30500.00	так	ні	I квартал 2015р	IV квартал 2015р	III квартал 2024р	IV квартал 2024р	0.00	0.00	30500.00	0.00	0.00	-	Амортизація	2	СРР ХОЕ стор.643, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1968	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) порталів та блискавокаплету на ВРП-35-150кВ.	699-784						
2.1.4.1.5.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) трансформаторів 1Т, 2Т ПС 150 кВ "ХНПЗ" .	шт		104000.00	2.00	104000.00	ні	ні	II квартал 2022р	IV квартал 2022р	IV квартал 2024р	IV квартал 2025р	0.00	0.00	52000.00	52000.00	0.00	6	Амортизація	2	СРР ХОЕ стор.643, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1968	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) силових трансформаторів 1Т та 2Т 150кВ типу ТДТТ-60000/150 на силові трансформатори типу ТДТН-63000/15	699-784	Розробка ПКД госп.способом.					
2.1.4.1.6.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ДТР-35 кВ ПС 150 кВ "ХНПЗ" .	шт	1	6100.00	комплексе	6300.00	ні	ні	II квартал 2023р	II квартал 2023р	I квартал 2025р	IV квартал 2025р	0.00	200.00	0.00	6100.00	0.00	-	Амортизація	2	СРР ХОЕ стор.643, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1969, Компенсація струму замикання на «землю»	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ДТР-35 кВ ПС 150 кВ "ХНПЗ" .	699-784						
2.1.4.1.7.	141	Реконструкція ПС 150/35/6 "ХНПЗ"	шт		18200.00	комплексе	18200.00	ні	ні	I квартал 2021р	II квартал 2021р	I квартал 2022р	II квартал 2022р	18200.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Плата за присвоєння	4,6	СРР ХОЕ стор.643, КСР розділ 3, Присвоєння, ТЕС, 17 МВт	Реконструкція ПС 150/35/6 "ХНПЗ" з встановленням двох додаткових комрок 35 кВ, замінною існуючих ПН-35-1,2, замінною опинювача та порталів 1,2 секцій шин 35 кВ. Дооснащення існуючої телемеханіки.	699-784	ВК «Цементник». Піролізна енергогенеруюча установка					
2.1.4.1.8.	142	Будівництво двох ПЛ-35 кВ від РП-35 кВ ПС 150/35/6 кВ "ХНПЗ" до РП-35 кВ замовника	км		17517.60	2*4.5	2*4.5	17517.60	ні	ні	I квартал 2021р	II квартал 2021р	I квартал 2022р	II квартал 2022р	17517.60	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Плата за присвоєння	4,6	СРР ХОЕ стор.643, КСР розділ 3, Присвоєння, ТЕС, 17 МВт	Будівництво двох ПЛ-35 кВ від РП-35 кВ ПС 150/35/6 кВ "ХНПЗ" до РП-35 кВ замовника.						
2.1.4.1.9.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-35 кВ ПС 150 кВ "ХНПЗ" .	шт		350.00	комплексе	350.00	ні	ні	II квартал 2025р	II квартал 2025р	III квартал 2027р	IV квартал 2027р	0.00	0.00	0.00	350.00	0.00	-	Плата за присвоєння	2	СРР ХОЕ стор.643, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1969	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) масляних выключачів 35кВ на вакуумні выключачі 35кВ.	699-784	Розробка ПКД					

2.1.4.10.	100	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА прийомопередавачів ПЛ-150кВ на ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ".	шт		165.00	1	1	165.00	ні	ні	III квартал 2021р	IV квартал 2021р	II квартал 2022р	IV квартал 2022р	165.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.643, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1968р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) прийомопередавачів ПВЗ захистів ПЛ-150кВ ДФЗ-201 на прийомопередавачі "ОРИОН-УПЗ" або аналог	785-844		
2.1.5.		ПС-150/35/6кВ "Никольская"																								
2.1.5.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА прийомопередавачів ПЛ-150кВ на ПС-150/35/6кВ "Никольская".	шт		350.00	2.00	350.00	ні	ні	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	II квартал 2023р	IV квартал 2023р	0.00	350.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.644, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1977р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) прийомопередавачів ПВЗ захистів ПЛ-150кВ ДФЗ-201 на прийомопередавачі "ОРИОН-УПЗ" або аналог	785-844	Розробка ПКД госп.способом.	
2.1.5.2.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-150/35/6кВ "Никольская".	шт	1	1300.00	комплесе	1300.00	ні	ні	II квартал 2023р	IV квартал 2023р	II квартал 2024р	IV квартал 2024р	0.00	0.00	1300.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.644, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1977р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) електромагнітних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.1.5.3.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-35кВ на ПС-150/35/6кВ "Никольская".	шт		240.00	3.00	240.00	ні	ні	II квартал 2023р	III квартал 2023р	II квартал 2024р	IV квартал 2024р	0.00	0.00	240.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.644, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1977р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) електромагнітних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.1.6.		ПС-150/10кВ "Коммунальная"																								
2.1.6.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА прийомопередавачів ПЛ-150кВ на ПС-150/10кВ "Коммунальная".	шт	1	350.00	1	350.00	ні	ні	II квартал 2023р	IV квартал 2023р	II квартал 2024р	IV квартал 2024р	0.00	0.00	350.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.644, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1984р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА прийомопередавачів ПВЗ захистів ДФЗ - Дамант на прийомопередавачі "ОРИОН-УПЗ" або аналог	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.1.7.		ПС-150/35/10кВ "Промбаза"																								
2.1.7.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-150/35/10кВ "Промбаза".	шт		1100.00	комплесе	1100.00	ні	ні	II квартал 2022р	IV квартал 2022р	III квартал 2023р	IV квартал 2023р	0.00	1100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.644, КСР розділ 3, Технічний стан	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-150/35/10кВ "Промбаза" на МП пристрої РЗА	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.1.7.2.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-35кВ на ПС-150/35/10кВ "Промбаза".	шт	1	320.00	4.00	320.00	ні	ні	I квартал 2024р	IV квартал 2024р	II квартал 2025р	IV квартал 2025р	0.00	0.00	0.00	320.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 10	СПР ХОЕ стор.644, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1968р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-35кВ на ПС-150/35/10кВ "Промбаза"	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.1.7.3.	102	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)системи живлення постійного струму ПС 150/35/10 «Промбаза» .	шт		160.00	2.00	160.00	ні	ні	II квартал 2021р	IV квартал 2021р	II квартал 2022р	IV квартал 2022р	160.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 10	СПР ХОЕ стор.644, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1968р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) системи живлення постійного струму ПС-150/35/10 «Промбаза».	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.1.7.4.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ЗРП-10 кВ ПС-150/35/10кВ „Промбаза“	шт		16500.00	комплесе	16500.00	ні	ні	II квартал 2022р	IV квартал 2022р	II квартал 2024р	IV квартал 2024р	0.00	0.00	16500.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1.2	СПР ХОЕ стор.644, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI.Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1968	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ЗРП-10 кВ ПС-150/35/10кВ „Промбаза“ на компріз з вакуумними вимикачами.	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.1.8.		ПС-150/35/10 кВ «Промышленная»																								
2.1.8.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ДЗШ-35 кВ ПС-150/35/10 кВ «Промышленная»	шт		750.00	комплесе	750.00	ні	ні	II квартал 2021р	III квартал 2021р	II квартал 2023р	IV квартал 2023р	0.00	750.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.644, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1976	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ДЗШ-35 кВ ПС-150/35/10 кВ «Промышленная» на микропосерной пристрої РЗА.	785-844	
2.1.8.2.	103	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-35кВ на ПС-150/35/10кВ «Промышленная».	шт		400.00	5.00	400.00	ні	ні	III квартал 2021р	IV квартал 2021р	II квартал 2022р	III квартал 2022р	400.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.644, КСР розділ 3, Технічний стан	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-35кВ на ПС-150/35/10кВ «Промышленная» на МП-пристрої РЗА.	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.1.8.3.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-35 кВ ПС „Промышленная“.	шт	1	13500.00	комплесе	13850.00	ні	ні	III квартал 2024р	IV квартал 2024р	III квартал 2026р	IV квартал 2026р	0.00	0.00	350.00	0.00	13500.00	0.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.644, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1976	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) компріз 35 кВ для переведення 2-х КЛ 35 кВ від КЛ-6, КЛ-7 відлення ПС 35/6 „Держинская“	699-784	
2.1.8.4.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) акумуляторної батареї ПС-150/35/10кВ "Промышленная" .	шт		200.00	комплесе	200.00	ні	ні	III квартал 2025р	IV квартал 2025р	III квартал 2026р	IV квартал 2026р	0.00	0.00	0.00	0.00	200.00	0.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.644, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення АБ в експлуатацію2011.	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) акумуляторної батареї ПС-150/35/10кВ "Промышленная" .	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.1.8.5.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) БСК-35 кВ ПС-150/35/10кВ "Промышленная" .	шт		7500.00	комплесе	7500.00	так	ні	III квартал 2016р	IV квартал 2016р	III квартал 2025р	IV квартал 2025р	0.00	0.00	0.00	7500.00	0.00	0.00	-	Амортизація	2.3	СПР ХОЕ стор.644, КСР розділ 3, Компенсація реактивної потужості.	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) БСК-35 кВ ПС-150/35/10кВ "Промышленная" .	699-784	
2.1.9.		ПС-150/35/10кВ "Н.Алексеевка"																								
2.1.9.1.	98	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-35 кВ ПС-150/35/10кВ „Н.Алексеевка“	шт		28,000.00	комплесе	28000.00	так	так	III квартал 2020р	IV квартал 2020р	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	28000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.644, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення в експлуатацію1980	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.	699-784	
2.1.9.2.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ЗРП-10 кВ ПС-150/35/10кВ „Н.Алексеевка“	шт	1	5,500.00	комплесе	5650.00	ні	ні	III квартал 2023р	III квартал 2023р	III квартал 2025р	IV квартал 2025р	0.00	150.00	0.00	5500.00	0.00	0.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.644, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення в експлуатацію1980	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) компріз 10 кВ з масляним вимикачем на компріз з вакуумними вимикачами.	699-784	
2.1.9.3.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-150 кВ ПС-150/35/10кВ „Н.Алексеевка“	шт		4,500.00	комплесе	4700.00	ні	ні	I кв 2023	II квартал 2024р	IV квартал 2024р	III кв 2024	0.00	200.00	4500.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.644, КСР розділ 3, Для будівництва ПС 150 кВ "Теплическая"	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-150 кВ ПС-150/35/10кВ „Н.Алексеевка“	699-784	
2.1.10.		ПС-150/35/10кВ "Н.Тимофеевка"																								
2.1.10.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-150/35/10кВ "Н.Тимофеевка".	шт	1	1,300.00	комплесе	1300.00	ні	ні	II квартал 2023р	III квартал 2023р	II квартал 2024р	III квартал 2024р	0.00	0.00	1300.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.645, КСР розділ 3, Технічний стан	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) електромагнітних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.1.10.2.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-150 кВ ПС-150/35/10кВ „Н.Тимофеевка“ .	шт		16,000.00	комплесе	16680.00	ні	ні	III квартал 2023р	IV квартал 2023р	III квартал 2025р	IV квартал 2025р	0.00	680.00	0.00	16000.00	0.00	0.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.645, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1978	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ОД/КЗ-150кВ на сеглезові вимикачі 150кВ.	699-784	
2.1.11.		ПС-150/35/10 «ГНС-КОС»																								
2.1.11.1.	126	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) системи живлення постійного струму ПС 150/35/10 «ГНС - КОС»	шт		490.00	1.00	490.00	ні	ні	II квартал 2021р	IV квартал 2021р	I квартал 2022р	IV квартал 2022р	490.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 10	СПР ХОЕ стор.645, КСР розділ 3, Технічний стан	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) системи живлення постійного струму ПС 150/35/10 «ГНС - КОС»	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.1.11.2.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-150 кВ ПС-150/35/10кВ „ГНС КОС“ .	шт	1	28,000.00	комплесе	28000.00	так	ні	III квартал 2020р	IV квартал 2020р	III квартал 2023р	IV квартал 2023р	0.00	28000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.645, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1973	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ОД/КЗ-150кВ на сеглезові вимикачі 150кВ.	699-784	
2.1.11.3	105	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т,2Т,3Т,4Т ПС-150/35/10кВ "ГНС-КОС".	шт		2,600.00	комплесе	2600.00	ні	ні	II квартал 2021р	IV квартал 2021р	I квартал 2022р	IV квартал 2023р	1300.00	1300.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.645, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1973	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) електромагнітних захистів силових трансформаторів 1Т,2Т,3Т,4Т на МП пристрої РЗА	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.1.12.		ПС-150/35/10 кВ «П.Покровская»																								
2.1.12.1.	109	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ДЗШ-35 кВ ПС-150/35/10 кВ «П.Покровская» .	шт		750.00	комплесе	950.00	ні	ні	II квартал 2021р	IV квартал 2021р	II квартал 2024р	IV квартал 2024р	200.00	0.00	750.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.645, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1971р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ДЗШ-35 кВ ПС-150/35/10 кВ «П.Покровская» .	785-844	
2.1.12.2.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)ЗРП-10кВ ПС-150/35/10кВ „П.Покровская“	шт		2,200.00	комплесе	2200.00	так	ні	III квартал 2017р	IV квартал 2017р	III квартал 2023р	IV квартал 2023р	0.00	2200.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.645, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1971	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)ЗРП-10кВ ПС-150/35/10кВ „П.Покровская“	699-784	
2.1.12.3.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-35 кВ ПС-150/35/10кВ „П.Покровская“.	шт		18,000.00	комплесе	18000.00	так	ні	III квартал 2017р	IV квартал 2017р	III квартал 2023р	IV квартал 2023р	0.00	18000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.645, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1971	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.	699-784	
2.1.12.4.	138	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-150/35/10кВ "П. Покровская"	шт		86,703.10	комплесе	86703.10	так	ні	I квартал 2019р	II квартал 2019р	II квартал 2022р	IV квартал 2022р	86703.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	Плата за приєднання	4,6	СПР ХОЕ стор.645, КСР розділ 3, Приєднання, ВЕС, 110 МВт	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-150/35/10кВ "П. Покровская"	699-784	ТОВ " ДНІПРО-БУЗЬКА ВІТРОВА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ" ВЕС.
2.1.12.5.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ДГР-35 кВ ПС ПС-150/35/10кВ „П.Покровская“.	шт		7,500.00	комплесе	210.00																			

2.1.13.2.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-35 кВ ПС-150/35/10кВ „Рубановка“	шт	1	11,000.00	компле	11000.00	ні	ні	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	III квартал 2024р	IV квартал 2024р	0.00	0.00	11000.00	0.00	0.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.645, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1974р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) масляних выключачі 35кВ на вакуумні выключачі 35кВ.	699-784	Розробка ПКД госп.способом.	
2.1.13.3.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ЗРП-10кВ ПС-150/35/10кВ «Рубановка».	шт		560.00	компле	7.00	560.00	ні	ні	III квартал 2024р	IV квартал 2024р	II квартал 2025р	III квартал 2025р	0.00	0.00	0.00	560.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.645, КСР розділ 3, Технічний стан	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)електромеханічних захистів ПЛ-10кВ на МП-пристрій РЗА.	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.1.13.4.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)аккумуляторної батареї ПС-150/35/10кВ "Рубановка".	шт		200.00	компле	200.00	ні	ні	III квартал 2025р	IV квартал 2025р	II квартал 2026р	III квартал 2026р	0.00	0.00	0.00	0.00	200.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.645, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення АБ в експлуатацію 2011.р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)аккумуляторної батареї ПС-150/35/10кВ "Рубановка".	699-784	Розробка ПКД госп.способом.	
2.1.14.		ПС-150/35/10кВ "Виноградово"																								
2.1.14.1		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)ДТР-35кВ ПС-150/35/10кВ „Виноградово“	шт		6,100.00	компле	6300.00	ні	ні	III квартал 2023р	III квартал 2023р	I квартал 2025р	IV квартал 2025р	0.00	200.00	0.00	6100.00	0.00	-	Амортизація	1.2	СПР ХОЕ стор.645, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1964р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)ДТР-35кВ ПС-150/35/10кВ „Виноградово“	699-784		
2.1.14.2		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)аккумуляторної батареї ПС-150/35/10кВ "Виноградово".	шт		200.00	компле	200.00	ні	ні	III квартал 2025р	IV квартал 2025р	II квартал 2026р	III квартал 2026р	0.00	0.00	0.00	0.00	200.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.645, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення АБ в експлуатацію 2011.р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)аккумуляторної батареї ПС-150/35/10кВ "Виноградово".	699-784	Розробка ПКД госп.способом.	
2.1.15.		ПС-150/35/10кВ "Бериславская"																								
2.1.15.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)ВРП-35кВ ПС-150/35/10кВ „Бериславская“.	шт		5,000.00	компле	5000.00	ні	ні	II квартал 2023р	IV квартал 2023р	IV квартал 2024р	IV квартал 2024р	0.00	0.00	5000.00	0.00	0.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.645, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення в експлуатацію1984	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) масляних выключачі 35кВ на вакуумні выключачі 35кВ.	699-784	Розробка ПКД госп.способом.	
2.1.15.2.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)ЗРП-10кВ ПС-150/35/10кВ „Бериславская“	шт		4,200.00	компле	4200.00	ні	ні	III квартал 2025р	III квартал 2025р	III квартал 2026р	IV квартал 2026р	0.00	0.00	0.00	0.00	4200.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.646, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення в експлуатацію1985	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)комрок 10 кВ з масляними выключачами на комрок з вакуумними выключачами.	699-784	Розробка ПКД госп.способом.	
2.1.16.		ПС-150/35/10 «ГНС-СОС»																								
2.1.16.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)ЗРП-6кВ ПС-150/35/6кВ "ГНС СОС".	шт		4,000.00	компле	4000.00	ні	ні	II квартал 2025р	III квартал 2025р	III квартал 2026р	IV квартал 2026р	0.00	0.00	0.00	0.00	4000.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.646, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1990	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) комрок 6 кВ з масляними выключачами на комрок з вакуумними выключачами.	699-784	Розробка ПКД госп.способом.	
2.1.16.2.	81	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-150/35/6кВ "ГНС СОС"	шт	1	33,939.80	компле	компле	33939.80	ні	ні	I квартал 2021р	II квартал 2021р	I квартал 2022р	II квартал 2022р	33939.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0	Плата за приднання	4.6	СПР ХОЕ стор.646, КСР розділ 3, Приднання, ВЕС, 20 МВт	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-150/35/6кВ "ГНС СОС"		ТОВ "Е.Виц", ВЕС
2.1.16.3.	133	Будівництво ПЛ-35 кВ від РП-35 кВ ПС-150/35/6кВ "ГНС СОС" до РП-35 кВ ВЕС	км		16940.00	11.0	11.00	16940.00	ні	ні	I квартал 2021р	II квартал 2021р	I квартал 2022р	II квартал 2022р	16940.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	Плата за приднання		СПР ХОЕ стор.646, КСР розділ 3, Приднання, ВЕС, 20 МВт	Будівництво ПЛ-35 кВ від РП-35 кВ ПС-150/35/6кВ "ГНС СОС" до РП-35 кВ ВЕС		
2.1.16.4.	132	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) трансформатора 2Т ПС 150/35/6 кВ "ГНС СОС"	шт		1100.00	компле	компле	1100.00	ні	ні	II квартал 2021р	III квартал 2021р	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	1100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.646, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1990	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) високочастотних вводів 150кВ тр-ра 2Т типу ГМТА-45-150 на РТКГ-170	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.1.16.5.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора, 2Т ПС-150/35/6кВ "ГНС СОС".	шт		650.00	компле	650.00	ні	ні	II квартал 2023р	III квартал 2023р	II квартал 2025р	III квартал 2025р	0.00	0.00	0.00	650.00	0.00	0	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.646, КСР розділ 3, Технічний стан	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) електромеханічних захистів силового трансформатора 2Т на МП пристрій РЗА	785-844	Розробка ПКД госп.способом.	
2.1.17.		ПС-150/35/10 кВ «Чулаковка»																								
2.1.17.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ЗРП-10кВ ПС-150/35/10кВ «Чулаковка».	шт		560.00	компле	7.00	560.00	ні	ні	III квартал 2024р	IV квартал 2024р	II квартал 2025р	III квартал 2025р	0.00	0.00	0.00	560.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.646, КСР розділ 3, Технічний стан	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) електромеханічних захистів ПЛ-10кВ на МП-пристрій РЗА.	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.1.17.2.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ДТР-35 кВ ПС-150/35/10кВ "Чулаковка".	шт	1	7500.00	компле	200.00	ні	ні	III квартал 2026р	IV квартал 2026р	II квартал 2027р	III квартал 2027р	0.00	0.00	0.00	0.00	200.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.646, КСР розділ 3, Компенсація струма замінання на «емію», рік введення ПС в експлуатацію1972	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ДТР-35 кВ ПС-150/35/10кВ "Чулаковка".	699-784	Розробка ПКД госп.способом.	
2.1.17.3.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-150кВ ПС-150/35/10кВ „Чулаковка“.	шт		29000.00	компле	29000.00	так	ні	III квартал 2017р	IV квартал 2017р	III квартал 2026р	IV квартал 2026р	0.00	0.00	0.00	0.00	29000.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.646, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1972	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ОД/КЗ-150кВ на елегазові выключачі 150кВ.	699-784		
2.1.18.		ПС 150/35/10 "Партизани Тят" (належить АТ "Українінція")																								
2.1.18.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-150кВ ПС 150/35/10 "Партизани Тят" (належить АТ "Українінція")	шт	1	4500.00	компле	4700.00	ні	ні	I кв 2023	III кв 2023	I кв 2024	III кв 2024	0.00	200.00	4500.00	0.00	0.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.642, КСР розділ 3, Для будівництва ПС 150 кВ "Гейсеска"	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-150кВ ПС 150/35/10 "Партизани Тят" (належить АТ "Українінція")	699-784		
2.1.20.		РП 150 кВ "Каховська ГЕС"																								
2.1.20.1.	106	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА „ЛІ-64“ РП 150 кВ "Каховська ГЕС"	шт	1	2600.00	компле	компле	2600.00	ні	ні	I кв 2021	III кв 2021	I кв 2022	III кв 2022	2600.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	КСР розділ 3, Вимога ОСП, лист № 01-3/47264 від 30.11.2018р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) основного захисту комрок "ЛІ-64"	785-844	
2.1.21.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) пристрої протипаварійної автоматики АЧР																								
2.1.21.1.	110	ПС-150/35/10кВ "НОВА", ПС-150/35/10кВ "Трифоновка", ПС-150/35/10кВ "П.Покровская", ПС-150/35/10кВ "Чулаковка"	шт	4	320.00	компле	компле	320.00				I квартал 2022р	IV квартал 2022р	320.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	КСР розділ 3, Вимога ОСП, лист НЕК «Укррегіон»№ 01-3/19702 від 31.05.19р.	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) пристрої протипаварійної автоматики АЧР	818-820		
2.1.22.		ПС-150/35/10 кВ «Нова»																								
2.1.22.1	128	Виконання II черги будівництва ПС-150/35/10 кВ "Нова" з встановленням трансформатору 2Т.	шт		35,000.00	компле	компле	35,000.00	ні	ні	I квартал 2022р	II квартал 2022р	II квартал 2022р	IV квартал 2022р	17,000.00	18000.00	0.00	0.00	0.00	-	Плата за приднання	4.6		Реконструкція ВРП-150 кВ ПС-150/35/10кВ "Нова", встановлення трансформатору 150/35/10 кВ 2Т потужністю 25 МВ*А		
2.1.22.2	129	Технічне переоснащення ВРП-35 кВ ПС-35/10 кВ "Чаплицька" з встановленням двох додаткових лінійних комрок 35 кВ.	шт	1	7,000.00	компле	компле	7000.00	ні	ні	I квартал 2022р	II квартал 2022р	II квартал 2022р	IV квартал 2022р	7,000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	Плата за приднання	4.6	КСР розділ 3, Приднання : першої черги - 3,5 МВт (III категорія) в т.ч. 2 МВт (II категорія); другої черги — 7,5 МВт (III категорія), в т.ч. 2 МВт (II категорія).	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-35 кВ ПС-35/10 кВ "Чаплицька" з встановленням двох додаткових лінійних комрок 35 кВ.		Фермерське господарство "Інтегровані агросистеми"
2.1.22.3	130	Будівництво двох ЛЕП-35 кВ від 1 та 2 с.ш. ВРП-35 кВ ПС-35/10 кВ "Чаплицька" до РП-35 кВ замовника.	км		5400.00	2.6	2.6	5400.00	ні	ні	I квартал 2022р	II квартал 2022р	II квартал 2022р	IV квартал 2022р	5400.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	Плата за приднання	4.6		Будівництво двох ЛЕП-35 кВ від 1 та 2 с.ш. ВРП-35 кВ ПС-35/10 кВ "Чаплицька" до РП-35 кВ замовника.		
2.1.22.4	131	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-35 кВ ПС-35/10 кВ "Чаплицька"	шт		5000.00	компле	компле	5000.00	ні	ні	I квартал 2022р	II квартал 2022р	II квартал 2022р	IV квартал 2022р	5000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	Плата за приднання	2.0	КСР розділ 3, Компенсація реактивної потужності.	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-35 кВ ПС-35/10 кВ "Чаплицька"		
2.2.		Підстанції рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього						340248.00						91458.00	105200.00	28540.00	20890.00	94160.00								
2.2.1.		ПС-35/10кВ Ж.Порт																								
2.2.1.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т ПС-35/10кВ Ж.Порт.	шт		280.00	компле	компле	280.00	ні	ні	III квартал 2024р	IV квартал 2024р	II квартал 2025р	III квартал 2025р	0.00	0.00	0.00	280.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.646, 794, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1984	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т (1 комплект) на шафу РПН-13М або аналог	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.1.2.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП-10.ПС 35/10кВ "Ж.Порт".	шт		2100.00	компле	компле	2160.00	ні	ні	III квартал 2023р	III квартал 2023р	III квартал 2025р	IV квартал 2025р	0.00	60.00	0.00	2100.00	0.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.646, 794, КСР розділ 3, Компенсація реактивної потужності. ТЕО стор. 169	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП-10.ПС 35/10кВ "Ж.Порт".	699-784	
2.2.1.3.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-35 кВ, КРП-10кВ ПС 35/10кВ Ж.Порт.	шт	1	9000.00	компле	компле	9000.00	ні	ні	2024р	2024р	2026р	2026р	0.00	0.00	0.00	0.00	9000.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.645, 794, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення в експлуатацію1972	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) масляних выключачі 35кВ на вакуумні выключачі 35 кВ силового тр-рив 1Т, 2Т та технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) комрок КРП-10кВ з масляними выключачами на комрок сучасного типу з вакуумними выключачами	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.2.		ПС-35/10кВ Н.Николаевка																								
2.2.2.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА МВ-35 "Красное ПС-35/10кВ Н.Николаевка	шт		280.00	компле	компле	280.00	ні	ні	III квартал 2024р	IV квартал 2024р	II квартал 2025р	IV квартал 2025р	0.00	0.00	0.00	280.00	0.00	-	Амортизація	1				

2.2.3.3		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-35 кВ та КРП-10кВ ПС35/10кВ В.Рогачинська	шт		9000.00	комплекс	9000.00	ні	ні	2024р	2024р	2026р	2026р	0.00	0.00	0.00	0.00	9000.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.646, 794, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення в експлуатацію1971	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ силових тр-рів 1Т, 2Т та комрок КРУН-10кВ з масляними вимикачами на комрок сучасного типу з вакуумними вимикачами	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.4.		ПС-35/6кВ Ивановская																							
2.2.4.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/10кВ Ивановская .	шт		700.00	комплекс	700.00	ні	ні	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	II квартал 2023р	IV квартал 2024р	0.00	350.00	350.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.646, 795, КСР розділ 3, Технічний стан	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА електромеханічних захистів трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.4.2.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП-10 кВ ПС-35/10кВ Ивановская .	шт		2500.00	1.00	2560.00	ні	ні	III квартал 2023р	III квартал 2023р	III квартал 2025р	III квартал 2025р	0.00	60.00	0.00	2500.00	0.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.646,795, КСР розділ 3, Компенсація реактивної потужності. ТЕО стор. 169	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП-10 кВ ПС-35/10кВ Ивановская .	699-784	
2.2.4.3.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-35 кВ та КРП-10кВ ПС35/10кВ ПС-35/10кВ Ивановская .	шт	1	9000.00	комплекс	9000.00	ні	ні	2024р	2024р	2026р	2026р	0.00	0.00	0.00	0.00	9000.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.646, 795, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення в експлуатацію1976	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ силових тр-рів 1Т, 2Т та комрок КРУН-10кВ з масляними вимикачами на комрок сучасного типу з вакуумними вимикачами	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.4.4.	115	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-35 на ПС-35/10кВ Ивановская .	шт		600.00	комплекс	600.00	ні	ні	I кв 2021	III кв 2021	I кв 2022	III кв 2022	600.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.646,795, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення в експлуатацію1976	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) електромеханічних захистів ПЛ-35 Трофимова, ПЛ-35 Дружба	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.5.		ПС-35/10кВ Н.Серовозская																							
2.2.5.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП-10 кВ ПС 35/10кВ "Н.Серовозская" .	шт	1	1800.00	1.00	1800.00	ні	ні	III квартал 2021р	III квартал 2021р	III квартал 2023р	III квартал 2023р	0.00	1800.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.647, 795, КСР розділ 3, Компенсація реактивної потужності. ТЕО стор. 169	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП-10 кВ ПС 35/10кВ "Н.Серовозская" .	699-784	
2.2.6.		ПС-35/10кВ В.Лепетихская																							
2.2.6.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-35 на ПС-35/10кВ В.Лепетихская .	шт	1	840.00	комплекс	840.00	ні	ні	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	II квартал 2023р	III квартал 2024р	0.00	560.00	280.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.647, 795, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1972р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-35 на ПС-35/10кВ В.Лепетихская .	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.6.2.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП-10 кВ ПС 35/10кВ "В.Лепетихская".	шт		1800.00	комплекс	1860.00	ні	ні	III квартал 2024р	III квартал 2024р	III квартал 2026р	IV квартал 2026р	0.00	0.00	60.00	0.00	1800.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.647, 795, КСР розділ 3, Компенсація реактивної потужності. ТЕО стор. 169	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП-10 кВ ПС 35/10кВ "В.Лепетихская".	699-784	
2.2.7.		ПС-35/10кВ Н.Григорьевка																							
2.2.7.1.	121	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-35 на ПС-35/10кВ Н.Григорьевка	шт	1	840.00	комплекс	840.00	ні	ні	II квартал 2021р	III квартал 2021р	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	840.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.647, 795, КСР розділ 3, Технічний стан,	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-35 на ПС-35/10кВ Н.Григорьевка	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.8.		ПС-35/10 Белозерская																							
2.2.8.1	122	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т ПС-35/10кВ Белозерская .	шт	1	280.00	комплекс	280.00	ні	ні	II квартал 2021р	III квартал 2021р	II квартал 2022р	III квартал 2022р	280.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.647, 795, КСР розділ 3, Технічний стан	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т ПС-35/10 Белозерская на шафу РИ-13М або аналог	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.8.2		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП - 10кВ ПС 35/10кВ "Белозерская"	шт		2500.00	1.00	2500.00	так	ні	III квартал 2020р	III квартал 2020р	III квартал 2024р	III квартал 2024р	0.00	0.00	2500.00	0.00	0.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.647, 796, КСР розділ 3, Компенсація реактивної потужності. ТЕО стор. 169	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП - 10кВ ПС 35/10кВ "Белозерская"	699-784	
2.2.9.		ПС-35/10кВ Счастливец																							
2.2.9.1		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП-10 кВ ПС 35/10кВ «Счастливец»	шт	1	1500.00	1.00	1500.00	так	ні	III квартал 2021р	III квартал 2021р	III квартал 2023р	III квартал 2023р	0.00	1500.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.647, 796, КСР розділ 3, Компенсація реактивної потужності. ТЕО стор. 169	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП-10 кВ ПС 35/10кВ «Счастливец»	699-784	
2.2.9.2	87	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) 2с.ш.10-35кВ ПС 35/10кВ «Счастливец»	шт		12800.00	комплекс	12800.00	так	ні	I квартал 2021р	II квартал 2021р	III квартал 2022р	III квартал 2022р	12800.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	5	СПР ХОЕ стор.647, 796, КСР розділ 3, Зростання навантаження курортної зони Арбатської стрілки,	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) 2с.ш.10-35кВ ПС 35/10кВ «Счастливец»	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.10.		ПС-35/6кВ Строительная																							
2.2.10.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/6кВ Строительная.	шт	1	560.00	комплекс	560.00	ні	ні	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	II квартал 2023р	IV квартал 2023р	0.00	560.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.647, 796, КСР розділ 3, Технічний стан	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/6кВ Строительная.	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.10.2.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-35 кВ та КРП-10кВ ПС-35/6кВ „Строительная“.	шт		14000.00	комплекс	14000.00	ні	ні	III квартал 2024р	III квартал 2024р	III квартал 2026р	IV квартал 2026р	0.00	0.00	0.00	14000.00	0.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.647,796, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення в експлуатацію1967	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-35 кВ та КРП-10кВ ПС-35/6кВ „Строительная“.	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.11.		ПС-35/10кВ Заря																							
2.2.11.1.	123	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т ПС 35/10 «Заря» .	шт		360.00	комплекс	360.00	ні	ні	II квартал 2021р	III квартал 2021р	II квартал 2022р	III квартал 2022р	360.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.647, 796, КСР розділ 3, Технічний стан	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т ПС 35/10 «Заря»	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.11.2.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-35 на ПС-35/10кВ Заря .	шт		280.00	комплекс	280.00	ні	ні	III квартал 2024р	IV квартал 2024р	II квартал 2025р	IV квартал 2025р	0.00	0.00	0.00	280.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.647, 797, КСР розділ 3, Технічний стан,	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) електромеханічних захистів МВ-35 Берилівська на шафу РИ-15МЛ1 або аналог.	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.11.3.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) трансформатора 1Т ПС 35/10 «Заря» .	шт	1	8000.00	1.00	8000.00	ні	ні	II квартал 2023р	II квартал 2023р	III квартал 2024р	III квартал 2024р	0.00	0.00	8000.00	0.00	0.00	0.7	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.647, 796, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення в експлуатацію1958	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) силового тр-ра 35кВ 1Т типу ТАМ-5600/35 на ТМН-6300/35	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.11.4.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 2Т ПС 35/10 «Заря» .	шт		360.00	комплекс	360.00	ні	ні	II квартал 2025р	IV квартал 2025р	II квартал 2026р	III квартал 2026р	0.00	0.00	0.00	0.00	360.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.648, 796, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1958р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 2Т ПС 35/10 «Заря»	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.12.		ПС-35/10кВ Чаплынская																							
2.2.12.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 3Т ПС-35/10кВ Чаплынская.	шт		600.00	комплекс	600.00	ні	ні	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	II квартал 2023р	IV квартал 2024р	0.00	300.00	300.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.648,797, КСР розділ 3, Технічний стан	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/6кВ „Островная“ типу ГДН-10000/35 на ТДНС-10000/35	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.12.2.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП-10 кВ ПС 35/10 “Чаплынская”.	шт		2300.00	комплекс	2360.00	ні	ні	III квартал 2023р	III квартал 2023р	III квартал 2025р	IV квартал 2025р	0.00	60.00	0.00	2300.00	0.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.648,797, КСР розділ 3, Компенсація реактивної потужності. ТЕО стор. 169	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП-10 кВ ПС 35/10 “Чаплынская”.	699-784	
2.2.12.3.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) трансформатора 1Т ПС-35/6 кВ „Чаплынская”.	шт	1	6200.00	1.00	6200.00	ні	ні	III квартал 2024р	III квартал 2024р	III квартал 2025р	IV квартал 2025р	0.00	0.00	6200.00	0.00	0.00	0.7	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.648,797, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення в експлуатацію1969	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) тр-ра 35кВ 1Т типу ТМ-5600/35 на ТМН-6300/35.	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.12.4.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ-35кВ ПС-35/10кВ Чаплынская.	шт		280.00	комплекс	280.00	ні	ні	III квартал 2024р	IV квартал 2024р	II квартал 2025р	III квартал 2025р	0.00	0.00	0.00	280.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.648,797, КСР розділ 3, Технічний стан	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ-35кВ ПС-35/10кВ Чаплынская.	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.12.5	80	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП- 10кВ ПС 35/10кВ «Чаплынская»	комплекс		7200.00	1	7200.00	ні	ні	III квартал 2021р	IV квартал 2021р	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	7200.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1.2	СПР ХОЕ стор.648,797, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення в експлуатацію1969	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) комрок 10кВ з масляними вимикачами на комрок сучасного типу з вакуумними вимикачами	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.13.		ПС-35/6кВ Островная																							
2.2.13.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) трансформатора 1Т ПС-35/6кВ „Островная“	шт	1	6900.00	1	6900.00	так	ні	I квартал 2020р	II квартал 2020р	III квартал 2023р	IV квартал 2023р	0.00	6900.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1.2	СПР ХОЕ стор.648,797, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення в експлуатацію1965	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) трансформатора 1Т ПС-35/6кВ „Островная“ типу ГДН-10000/35 на ТДНС-10000/35	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.13.2.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП - 35кВ ПС-35/6кВ „Островная“	шт		6200.00	комплекс	6200.00	так	ні	I квартал 2020р	II квартал 2020р	III квартал 2023р	IV квартал 2023р	0.00	6200.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.648,797, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення в експлуатацію1965	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ОД КС-35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.14.		ПС-35/6кВ Бетонерфь																							
2.2.14.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-35 кВ ПС-35/6																							

2.2.36.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ-35кВ ПС-35/10кВ Генгорка	шт		280.00	компле	280.00	ні	ні	III квартал 2024р	IV квартал 2024р	II квартал 2025р	III квартал 2025р	0.00	0.00	0.00	280.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.651,802, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1976р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ-35кВ ПС-35/10кВ Генгорка	785-844	Розробка ПКД госп.способом.	
2.2.36.2.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т, 2Т ПС-35/10кВ Генгорка	шт	1	560.00	компле	560.00	ні	ні	III квартал 2024р	IV квартал 2024р	II квартал 2025р	III квартал 2025р	0.00	0.00	0.00	560.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.651,802, КСР розділ 3, Технічний стан	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПС-35/10кВ Генгорка на шафу РЩ-13М або аналог	705-744	Розробка ПКД госп.способом.	
2.2.36.3.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП-10кВ ПС 35 кВ "Генгорка"	шт		6400.00	компле	6400.00	ні	ні	III квартал 2025р	III квартал 2025р	III квартал 2026р	IV квартал 2026р	0.00	0.00	0.00	0.00	6400.00	-	Амортизація	1.2	СПР ХОЕ стор.651,802, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1966р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП-10кВ ПС 35 кВ "Генгорка"	699-784	Розробка ПКД госп.способом.	
2.2.37.		ПС-35/10кВ Горностаевка																								
2.2.37.1		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ - 35кВ ПС-35/10кВ Горностаевка	шт	1	840.00	компле	840.00	ні	ні	III квартал 2024р	IV квартал 2024р	II квартал 2025р	III квартал 2025р	0.00	0.00	0.00	840.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.652,802, КСР розділ 3, Технічний стан	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПС-35/10кВ Горностаевка (Каловскі РЕМ) на шафу РЩ-15 або аналог	785-844	Розробка ПКД госп.способом.	
2.2.38.		ПС 35/10кВ «КХП»																								
2.2.38.1.	139	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РП-35кВ ПС-35/10кВ "КХП"	шт	1	3500.00	компле	компле	3500.00	ні	ні	I квартал 2021р	II квартал 2021р	I квартал 2022р	IV квартал 2022р	3500.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Плата за приднання	4,6	КСР розділ 3, Приднання, СЕС, 0,989 МВт	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) комірці 35кВ в РП-35кВ ПС-35/10кВ "КХП" з вакуумним вимикачем в комплекті з трансформаторами струму, роз'єднувачами 35кВ та пристроями контролю якості електричної енергії для приднання ФЕС.		ТОВ "МЕРЕЖІ ТРЕТЬОГО ТИСУЧОПІТТЯ"
2.2.38.2.	140	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РП-35кВ ПС-35/10кВ "КХП"	шт	1	3500.00	компле	компле	3500.00	ні	ні	I квартал 2021р	II квартал 2021р	I квартал 2022р	IV квартал 2022р	3500.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Плата за приднання	4,6	КСР розділ 3, Приднання, СЕС, 0,99 МВт	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) комірці 35кВ в РП-35кВ ПС-35/10кВ "КХП" з вакуумним вимикачем в комплекті з трансформаторами струму, роз'єднувачами 35кВ та пристроями контролю якості електричної енергії для приднання ФЕС.		ТОВ "ЕНЕРГІЯ ТРЕТЬОГО ТИСУЧОПІТТЯ"
2.2.39.		ПС 35/10кВ "Олександрівська"																								
2.2.39.1.	134	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП - 35кВ ПС-150/35/10кВ "П.Покровская"	шт	1	9000.00	компле	компле	9000.00	ні	ні	I квартал 2021р	II квартал 2021р	I квартал 2022р	IV квартал 2022р	9000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Плата за приднання	4,6	КСР розділ 3, Приднання, СЕС 9,8 МВт	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) вимикача 35кВ "Правдіно" на ПС-150/35/10кВ "П.Покровская" в комплекті з трьома трансформаторами струму. Заміна ТН-35-1 ПС-150/35/10кВ "П.Покровская". Заміна панелі захисту вимикача 35кВ "Правдіно" ПС-150/35/10кВ "П.Покровская", з використанням мікропроцесорних пристроїв РЗА у комплекті з напрямними захистами та ТМ.		
2.2.39.2.	135	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП - 35кВ ПС-35/10кВ "Правдіно".	шт	1	2000.00	компле	компле	2000.00	ні	ні	I квартал 2021р	II квартал 2021р	I квартал 2022р	IV квартал 2022р	2000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Плата за приднання	4,6	КСР розділ 3, Приднання, СЕС 9,8 МВт	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) секційного вимикача СБВ-35кВ на ПС-35/10кВ "Правдіно", ТМ.		ТОВ "ПІУУ СОЛАР"
2.2.39.3.	136	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП - 35кВ ПС-35/10кВ "Правдіно".	шт	1	6200.00	компле	компле	6200.00	ні	ні	I квартал 2021р	II квартал 2021р	I квартал 2022р	IV квартал 2022р	6200.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Плата за приднання	4,6	КСР розділ 3, Приднання, СЕС 9,8 МВт	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) вимикача 35кВ "Александровка" на ПС-35/10 "Советская" в комплекті з трьома трансформаторами струму. Заміна захисту вимикача 35кВ "Александровка" на ПС-35/10 "Советская", з використанням мікропроцесорних пристроїв РЗА та ТМ.		
2.2.39.4.	137	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ВРП - 35кВ ПС-35/10кВ "Олександрівська"	шт	1	500.00	компле	компле	500.00	ні	ні	I квартал 2021р	II квартал 2021р	I квартал 2022р	IV квартал 2022р	500.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Плата за приднання	4,6	КСР розділ 3, Приднання, СЕС 9,8 МВт	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ВРУ - 35кВ35кВ ПС-35/10кВ "Олександрівська" з використанням мікропроцесорних пристроїв РЗА.		
2.2.40.		ПС-35/10 кВ Новокубанська																								
2.2.40.1		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП - 35кВ та КРП - 10кВ ПС Новокубанська35/10	шт	1	6000.00	компле	6000.00	ні	ні	III квартал 2025р	III квартал 2025р	III квартал 2026р	IV квартал 2026р	0.00	0.00	0.00	0.00	6000.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.653,804, КСР розділ 3, Зменшення САІДІ, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1970	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ силових тр-рів 1Т, 2Т та комірці КРУН-10кВ з масляними вимикачами на комірці сучасного типу з вакуумними вимикачами	699-784	Розробка ПКД госп.способом.	
2.2.41.		ПС-35/10 кВ Ретранслятор																								
2.2.41.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП - 35кВ та КРП - 10кВ ПС Ретранслятор 35/10	шт	1	6000.00	компле	6000.00	ні	ні	III квартал 2025р	III квартал 2025р	III квартал 2026р	IV квартал 2026р	0.00	0.00	0.00	0.00	6000.00	-	Амортизація	1.2	СПР ХОЕ стор.660,808, КСР розділ 3, Зменшення САІДІ, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1973	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ силових тр-рів 1Т, 2Т та комірці КРУН-10кВ з масляними вимикачами на комірці сучасного типу з вакуумними вимикачами	699-784	Розробка ПКД госп.способом.	
2.2.42.		ПС-35/10 кВ Б.Остров																								
2.2.42.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП - 35кВ та КРП - 10кВ ПС Б.Остров 35/10	шт	1	6000.00	компле	6000.00	ні	ні	III квартал 2025р	III квартал 2025р	III квартал 2026р	IV квартал 2026р	0.00	0.00	0.00	0.00	6000.00	-	Амортизація	1.2	СПР ХОЕ стор.649,805, КСР розділ 3, Зменшення САІДІ, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1967	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ силових тр-рів 1Т, 2Т та комірці КРУН-10кВ з масляними вимикачами на комірці сучасного типу з вакуумними вимикачами	699-784	Розробка ПКД госп.способом.	
2.2.43.		ПС-35/10 кВ Ингулецкая																								
2.2.43.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП - 35кВ та КРП - 10кВ ПС Ингулецкая 35/10	шт	1	6000.00	компле	6000.00	ні	ні	III квартал 2025р	III квартал 2025р	III квартал 2026р	IV квартал 2026р	0.00	0.00	0.00	0.00	6000.00	-	Амортизація	1.2	СПР ХОЕ стор.659,804, КСР розділ 3, Зменшення САІДІ, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1975	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ силових тр-рів 1Т, 2Т та комірці КРУН-10кВ з масляними вимикачами на комірці сучасного типу з вакуумними вимикачами	699-784	Розробка ПКД госп.способом.	
2.2.44.		ПС-35/10кВ Верби																								
2.2.44.1.	124	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ-35 ПС-35/10кВ Верби	шт	1	360.00	компле	компле	360.00	ні	ні	III квартал 2021р	IV квартал 2021р	II квартал 2022р	IV квартал 2022р	360.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1,8,10	СПР ХОЕ стор.654,816, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1967р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ-35 ПС-35/10кВ Верби на шафу РЩ-15 або аналог	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.45.		ПС-35/10кВ Золота Балка																								
2.2.45.1.	116	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 3Т ПС-35/10кВ Золота Балка	шт	1	360.00	компле	компле	360.00	ні	ні	III квартал 2021р	IV квартал 2021р	I квартал 2022р	IV квартал 2022р	360.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1,8,10	СПР ХОЕ стор.649,816, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1967р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 3Т ПС-35/10кВ Золота Балка на шафу РЩ-13М або аналог	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.46.		ПС-35/10кВ Архангельская																								
2.2.46.1.	111	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ - 35кВ ПС-35/10кВ Архангельская	шт	1	360.00	компле	компле	360.00	ні	ні	III квартал 2021р	IV квартал 2021р	I квартал 2022р	IV квартал 2022р	360.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1,8,10	СПР ХОЕ стор.659,806, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1968р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА МВ-35 В.Александровка ПС-35/10кВ Архангельская на шафу РЩ-15 або аналог	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.47.		ПС-35/10кВ Птаховка																								
2.2.47.1.	117	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т ПС-35/10кВ Птаховка	шт	1	360.00	компле	компле	360.00	ні	ні	III квартал 2021р	IV квартал 2021р	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	360.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1,8,10	СПР ХОЕ стор.661, 812, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1984р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т ПС-35/10кВ Птаховка на шафу РЩ-13М або аналог	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.48.		ПС-35/10кВ Сиваши																								
2.2.48.1.	119	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ - 35кВ ПС-35/10кВ Сиваши	шт	1	360.00	компле	компле	360.00	ні	ні	III квартал 2021р	IV квартал 2021р	I квартал 2022р	IV квартал 2022р	360.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1,8,10	СПР ХОЕ стор.661, 812, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1977	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПС-35/10кВ Сиваши (Новгородський РЕМ). Заміна електро-механічних захистів МВ-35 В.Александровка на шафу РЩ-15 або аналог	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.49.		ПС-35/10кВ Пенелая																								
2.2.49.1	113	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т ПС-35/10кВ Пенелая	шт	1	360.00	компле	компле	360.00	ні	ні	III квартал 2021р	IV квартал 2021р	II квартал 2022р	IV квартал 2022р	360.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1,8,10	СПР ХОЕ стор.655,816, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1971	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т ПС-35/10кВ Пенелая на шафу РЩ-13М або аналог	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.50.		ПС-35/10кВ К.Владимирова																								

2.2.50.1.	118	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ - 35кВ ПС-35/10кВ К.Владимирова	шт	1	360.00	комплекс	комплекс	360.00	ні	ні	III квартал 2021р	IV квартал 2021р	II квартал 2022р	IV квартал 2022р	360.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Амортизація	1,8,10	СПР ХОЕ стор.660,810, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1983р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ - 35кВ ПС-35/10кВ К.Владимирова на шафу РЩ-15 або аналог	785-844	Розробка ПКД госп.способом.	
2.2.51.		ПС-35/10кВ Лесная																									
2.2.51.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/10кВ Лесная	шт	1	720.00	комплекс	комплекс	720.00	ні	ні	III квартал 2025	IV квартал 2025	II квартал 2026р	III квартал 2026р	0.00	0.00	0.00	0.00	720.00	0.00	0.00	1,8,10	СПР ХОЕ стор.650,800, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1973р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/10кВ Лесная на МП пристрій РЗА	785-844	Розробка ПКД госп.способом.	
2.2.52.		ПС 35/6 кВ "Солнечная"																									
2.2.52.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т ПС 35/6 кВ "Солнечная"	шт	1	360.00	комплекс	комплекс	360.00	ні	ні	III квартал 2025	IV квартал 2025	II квартал 2026р	IV квартал 2026р	0.00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00	0.00	1,8,10	СПР ХОЕ стор.649, 815, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1982р	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т ПС 35/6 кВ "Солнечная" на МП пристрій РЗА	785-844	Розробка ПКД госп.способом.	
2.2.53.		ПС-35/10кВ Новоросийская																									
2.2.53.1.	112	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ - 35кВ ПС-35/10кВ Новоросийская	шт	1	360.00	комплекс	комплекс	360.00	ні	ні	I квартал 2021р	IV квартал 2021р	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	360.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1, 8, 10	СПР ХОЕ стор.646,794, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1978	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ - 35кВ ПС-35/10кВ Новоросийская	785-844	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.54.		ПС 35/10 кВ "Северная".																									
2.2.54.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ЗРП - 10кВ ПС 35/10 кВ "Северная".	шт	1	4800.00	комплекс	комплекс	4800.00	так	ні	II квартал 2013р	III квартал 2013р	III квартал 2023р	IV квартал 2023р	0.00	4800.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1.2	СПР ХОЕ стор.647,815, КСР розділ 3, Компенсація струмів замикання на землю	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ЗРП - 10кВ ПС 35/10 кВ "Северная".	699-784	
2.2.55.		ПС 35/10 кВ "В.Александровка".																									
2.2.55.1	79	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП - 10кВ ПС 35/10кВ «В.Александровка»	комплекс	1	7800.00	1	1.00	7800.00	ні	ні	III квартал 2021р	IV квартал 2021р	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	7800.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1.2	СПР ХОЕ стор.654, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1957	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) 1 та 2 СП-10 кВ з масляними вимикачами на комірці сучасного типу з вакуумними вимикачами	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.56.		ПС 35/10 кВ "Константиновка".																									
2.2.56.1	83	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП - 10кВ ПС 35/10кВ «Константиновка»	комплекс	1	3800.00	1	1.00	3800.00	ні	ні	III квартал 2021р	IV квартал 2021р	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	3800.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1.2	СПР ХОЕ стор.657,815, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1963	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) 1 та 2 СП-10 кВ з масляними вимикачами на комірці сучасного типу з вакуумними вимикачами	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.57.		ПС 35/10 кВ "Н.Райская".																									
2.2.57.1	84	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП - 10кВ ПС 35/10кВ «Н.Райская»	комплекс	1	3500.00	1	1.00	3500.00	ні	ні	III квартал 2021р	IV квартал 2021р	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	3500.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1.2	СПР ХОЕ стор.658,815, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1969	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) 10кВ з масляними вимикачами на комірці сучасного типу з вакуумними вимикачами	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.58.		ПС 35/10 кВ "Порт".																									
2.2.58.1	78	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП - 10кВ ПС 35/10кВ "Порт"	комплекс	1	5500.00	1	1.00	5500.00	ні	ні	III квартал 2021р	IV квартал 2021р	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	5500.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1.2	СПР ХОЕ стор.647, 796, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1978	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) 3 та 4 СП-10 кВ з масляними вимикачами на комірці сучасного типу з вакуумними вимикачами	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.59.		ПС 35/10 кВ "Ключевая".																									
2.2.59.1	81	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП - 10кВ ПС 35/10кВ "Ключевая"	комплекс	1	1750.00	1	1.00	1750.00	ні	ні	III квартал 2021р	IV квартал 2021р	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	1750.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1.2	СПР ХОЕ стор.657,804, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1970	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) комрок з масляними вимикачами 10 кВ на комірці з вакуумними вимикачами 10 кВ комрок Ф-8651,Ф-8652,Ф-8653 та електромеханічних захистів на МП пристрій РЗА та забезпечення засобами телемеханіки і зв'язку.	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.60.		ПС 35/10 кВ "Приволье".																									
2.2.60.1	74	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП - 10кВ ПС-35/10 "Приволье"	комплекс	1	750.00	1	1.00	750.00	ні	ні	III квартал 2021р	IV квартал 2021р	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	750.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1.2	СПР ХОЕ стор.652, 803, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1963	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) комірці 10кВ з масляними вимикачами на комірці 10кВ з вакуумними вимикачем Ф-8412 та електромеханічних захистів на МП пристрій РЗА	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.61.		ПС 35/10 кВ "Мирная".																									
2.2.61.1	75	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП - 10кВ ПС-35/10 "Мирная"	комплекс	1	750.00	1	1.00	750.00	ні	ні	III квартал 2021р	IV квартал 2021р	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	750.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1.2	СПР ХОЕ стор.657, 815, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1968	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) комірці 10кВ з масляними вимикачем на комірці 10кВ з вакуумним вимикачем Ф-8545 та електромеханічних захистів на МП пристрій РЗА	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.62.		ПС 35/10 кВ "Богдановка".																									
2.2.62.1	82	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП - 10кВ ПС-35/10 "Богдановка"	комплекс	1	750.00	1	1.00	750.00	ні	ні	III квартал 2021р	IV квартал 2021р	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	750.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1.2	СПР ХОЕ стор.661, 815, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1988	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) комірці 10кВ з масляними вимикачем на комірці 10кВ з вакуумним вимикачем Ф-908 та електромеханічних захистів на МП пристрій РЗА	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.63.		ПС 35/10 кВ "Высоковская".																									
2.2.63.1	85	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП - 10кВ ПС-35/10 "Высоковская"	комплекс	1	750.00	1	1.00	750.00	ні	ні	III квартал 2021р	IV квартал 2021р	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	750.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1.2	СПР ХОЕ стор.651, 815, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1969	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) комірці 10кВ з масляними вимикачем на комірці 10кВ з вакуумним вимикачем Ф-1013 та електромеханічних захистів на МП пристрій РЗА	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.64.		ПС 35/10 кВ "Тригорьевка".																									
2.2.64.1	76	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП - 10кВ ПС-35/10 "Тригорьевка"	комплекс	1	750.00	1	1.00	750.00	ні	ні	III квартал 2021р	IV квартал 2021р	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	750.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1.2	СПР ХОЕ стор.815, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI, Технічний стан, рік введення в експлуатацію1985	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) комірці 10кВ з масляними вимикачем Ф-751 та електромеханічних захистів на МП пристрій РЗА	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.65.		ПС 35/6 кВ "Киндйская".																									
2.2.65.1		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП - 6кВ ПС-35/6 "Киндйская"	шт	1	4800.00	комплекс	комплекс	4800.00	так	ні	II квартал 2013р	III квартал 2013р	III квартал 2023р	III квартал 2023р	0.00	4800.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	1.2	СПР ХОЕ стор.815, КСР розділ 3, Компенсація струмів замикання на землю	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП - 6кВ ПС-35/6 "Киндйская"	699-784	
2.2.66.		ПС 35/10кВ «Тавричанка»																									
2.2.66.1.		Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП - 35кВ ПС 35/10кВ «Тавричанка»	шт	1	2660.00	шт	комплекс	2660.00	ні	ні	I квартал 2022р	II квартал 2022р	III квартал 2023р	IV квартал 2023р	0.00	2660.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	Амортизація	2	СПР ХОЕ стор.653,816, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення 1972	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП - 35кВ ПС 35/10кВ «Тавричанка»	699-784	Розробка ПКД госп.способом.
2.3.		Ліній електронепередачі рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього			262560.29			125450.00							16400.00	17400.00	30550.00	30550.00	30550.00								
2.3.1.	88	ПЛ-150 кВ «ХТЭЦ-Нивольская»	км	18	63200.29	5.5	11.00	30000.00	так	так	II кв 2017 р	IV кв 2017 р	II-III кв 2020 р	IV кв 2023 р	15000.00	15000.00					25	Амортизація	1, 2, 3, 5	СПР ХОЕ стор.663,793, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення 1954	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) елементів ПЛ, в т.ч. Проводу з 185 до 240 мм2	680-698	
2.3.2.	90	ПЛ-150 кВ «ХТЭЦ-Коммунальная»	км	15	59610.00		12.00	32950.00	ні	ні	II кв 2022 р	IV кв 2022 р	II-III кв 2024 р	IV кв 2027 р	1400.00		9850.00	10850.00	10850.00		25	Амортизація	1, 2, 3, 5	СПР ХОЕ стор.664, 793, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення 1954	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) елементів ПЛ ПЛ, в т.ч. Проводу з 185 до 240 мм2	680-698	
2.3.3.		ПЛ-150 кВ «Н.Троицк-Н.Тимофеевка 1, 2»	км	38	45000.00			1000.00	ні	ні	II кв 2024 р	IV кв 2024 р	II-III кв 2027 р	IV кв 2031 р			1000.00				0	Амортизація	1, 2, 3, 5	СПР ХОЕ стор.665, 793, КСР розділ 3, Невідповідність існуючим кліматичним вимогам ПУЕ	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) зменшення аварійних витрат на ділянках ПЛ	680-698	розробка ПКД
2.3.4.		ПЛ-150 кВ «Н.Троїцьк-Партизани»	км	47	50200.00		28.20	30750.00	ні	ні	II кв 2023 р	IV кв 2023 р	II-III кв 2024 р	IV кв 2028 р			1200.00	9850.00	9850.00	9850.00	25	Амортизація	1, 2, 3, 5	СПР ХОЕ стор.665, 793, КСР розділ 3, Технічний стан, рік введення 1970	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) елементів ПЛ, в т.ч. Проводу з 150 до 240 мм2	680-698	
2.3.5.		ПЛ-150 кВ «ХНПЗ-П.Покровка»	км	25	44550.00		19.00	30750.00	ні	ні	II кв 2023 р	IV кв 2023 р	II-III кв 2024 р	IV кв 2029 р			1200.00	9850.00	9850.00	9850.00	25	Прибуток	1, 2, 3, 5	СПР ХОЕ стор.6			

2.4.4.	127	ПЛ-35 кВ "Красное-Складовск"	комплекс	1	600	1	1.00	600.00	ні	ні	I квартал 2021р	III квартал 2021р	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	600.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Плата за прислання	4.6	КСР розділ 3, Прислання, СЕС 4.4Мвт	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) існуючої опори №64 ПЛ-35кВ "Красное-Складовск" у відгалужувальну, ПЛ-35кВ "Красное-Складовск" в частині забезпечення грозозахисту ПС-35кВ, що проєктується замовником		ТОВ "ЕІР СТІМ"
2.4.5.	92	КЛ-35 кВ "ОП-Кошевая-Кошевая"	км	3	11550		3.10	11950.00	ні	ні	II кв 2022 р	IV кв 2022 р	II кв 2024 р	IV кв 2024 р	450.00	0.00	11500.00	0.00	0.00	Амортизація	1, 2, 3, 5	СПР ХОЕ стор 816, КСР розділ 3, Зменшення SAIDI. Технічний стан, рік введення в експлуатацію1976	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) існуючої КЛ-35 кВ "ОП-Кошевая-Кошевая"	978-985	
								1234003.50																	
								1522903.50																	
								362143.50	276620.00	201310.00	197420.00	196510.00													
								362143.50	277820.00	308610.00	279720.00	294610.00													
3.	Нове будівництво об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ			21	15211.4	0	20.99	15211.4																	
3.1	Херсонське ВДРМ			6	4,252.00	0	6.07	4252	I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2024р	IV квартал 2026р	0.00	0.00	1807.00	1694.00	751.00	7.4							
3.1.1	ТП (РП), усього, у тому числі:																								
3.1.2	Будівництво нових КЛ 6-10 кВ			км	4	2,029.0	0.0	4.17	2029.00	I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2024р	IV квартал 2026р		611.00	667.00	751.00	1.20	Прибуток	2.0	Забезпечення надійності електропостачання,зменшення SAIDI,Кодекс системи розподілу розділ 3	будівництво КЛ 6-10 кВ	978-985		
3.1.3	Будівництво нових КЛ 0,4 кВ			км	0	738.0	0.0	0.40	738.00	I квартал 2023р	IV квартал 2024р	I квартал 2024р	IV квартал 2025р		369.00	369.00		0.05	Прибуток	1,2,3	Забезпечення надійності електропостачання,зменшення SAIDI,Кодекс системи розподілу розділ 3	будівництво КЛ 0,4 кВ	978-985		
3.1.4	Будівництво нових ПЛ 6-10 кВ			км	2	1,485.0	0.0	1.50	1485.00	I квартал 2021р	IV квартал 2024р	I квартал 2024р	IV квартал 2025р		827.00	658.00			Прибуток	1,2,3	Забезпечення надійності електропостачання,зменшення SAIDI,Кодекс системи розподілу розділ 3	будівництво ПЛ 6-10 кВ	959-964		
3.2	Каховське ВДРМ				2,342.00			2342	I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2024р	IV квартал 2026р		643.00	875.00	824.00									
3.2.1	ТП (РП), усього, у тому числі:			шт																					
3.2.2	Будівництво нових КЛ 6-10 кВ			км	2	1,585.0		1.82	1585.00	I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2024р	IV квартал 2026р		521.00	492.00	572.00	1.60	Амортизація	2	Забезпечення надійності електропостачання,зменшення SAIDI,Кодекс системи розподілу розділ 3	будівництво КЛ 6-10 кВ	978-985		
3.2.3	Будівництво нових КЛ 0,4 кВ			км	1	757.0		0.50	757.00	I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2024р	IV квартал 2026р		122.00	383.00	252.00		Амортизація		Забезпечення надійності електропостачання,зменшення SAIDI,Кодекс системи розподілу розділ 3	будівництво КЛ 0,4 кВ	978-985		
3.2.4	Будівництво нових ПЛ 6-10 кВ							0.00																	
3.3	Генічеське ВДРМ			10	5,351.0	0	10.27	5351	I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2024р	IV квартал 2026р		1759.00	1094.00	2498.00	0.8								
3.3.1	ТП (РП), усього, у тому числі:			шт																					
3.3.2	Будівництво нових КЛ 6-10 кВ			км	2	1,847.0	0.0	2.27	1847.00	I квартал 2023р	IV квартал 2025р	I квартал 2024р	IV квартал 2026р		657.00	515.00	675.00	0.80	Прибуток	1,2,3	Забезпечення надійності електропостачання,зменшення SAIDI,Кодекс системи розподілу розділ 3	будівництво КЛ 6-10 кВ	978-985		
3.3.3	Будівництво нових КЛ 0,4 кВ			км																					
3.3.4	Будівництво нових ПЛ 6-10 кВ			км	8	3,504.0	0.0	8.00	3504.00	I квартал 2022р	IV квартал 2022р	I квартал 2024р	IV квартал 2026р		1102.00	579.00	1823.00		Прибуток	1,2,3	Забезпечення надійності електропостачання,зменшення SAIDI,Кодекс системи розподілу розділ 3	будівництво ПЛ 6-10 кВ	959-964		
3.4	Складовськ ВДРМ			2	430.0	0	1.80	430	I квартал 2022р	IV квартал 2023р	I квартал 2024р	IV квартал 2024р		430.00											

4.4.2	49	Реконструкція КТП із заміною шафи	шт	7	950.85	1	7.00	950.85		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	230.85	360.00		360.00	0.0	Амортизація	1,2,3	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція КТП з заміною дефектних шаф КТП на шафи кюскового типу	965-977		
4.4.3	66	Заміна силових трансформаторів	шт	9	898.22	1	9.00	898.22		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	150.22	134.00	150.00	232.00	232.00	0.0	Амортизація	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ТП з заміною дефектних силових трансформаторів	965-977	
4.4.4	21	Встановлення реслоуерів	шт	9	5,006.0	1	9.00	5006.00		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	856.00	830.00	1660.00	1660.00	0.0	Амортизація	1,2,3,8	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з встановленням пунктів секціонування ПЛ	965-977		
4.4.5	71	Реконструкція ТП-10/0,4кВ (встановлення вимикачів навантаження)	шт	13	827.43	7	13.00	827.43		I квартал 2021р	IV квартал 2024р	I квартал 2022р	IV квартал 2025р	338.49	153.30	161.00	56.34	118.30		Амортизація	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ТП з заміною дефектних вимикачів навантаження	965-977	
4.4.6		Реконструкція ТП із створенням комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні в ТП-10,6/0,4 кВ	шт	10	2,163.0	0	10.00	2163.00		I квартал 2023р	IV квартал 2025р	I квартал 2024р	IV квартал 2026р			721.00	721.00	721.00	0.0	Прибуток	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ЗТП з встановлення комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні	965-977	
4.4.7	6	Реконструкція ПЛ-10(6)кВ	км	61	37,437.9	14.03	61.05	37437.91		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	11557.91	6480.00	7250.00	7300.00	4850.00	0.8	Амортизація	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з заміною проводів та опор	959-964	
4.4.8		ЛЕП(КЛ 6-10)	км	2	1,910.0	0.0	2.00	1910.00		I квартал 2023р	IV квартал 2025р	I квартал 2024р	IV квартал 2026р			450.00	610.00	850.00		Прибуток	2.0	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	реконструкція КЛ 6-10 кВ	978-985	
4.4.9		Реконструкція ПЛ-0,4кВ	км	7	6,515.95	0.0	7.33	6515.95		I квартал 2023р	IV квартал 2025р	I квартал 2024р	IV квартал 2026р			2585.03	1965.46	1965.46	0.57	Прибуток	1,2,3,5	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ПЛ-0,4кВ з заміною проводу та опор	959-964	
4.5		Іваніське ВДРМ			38шт./41,52км.	36,988.34	7шт./14,71км.	38шт./41,52км.	36,988.34	I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	10831.74	4156.00	7736.00	6006.00	8258.60	3.4						
4.5.1	42	Заходи зі створення трансформаторної потужності рівня 6-10кВ в частині встановлення розвантажувальних ТП	шт	8	4,567.0	1	8.00	4567.00		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	374.00	1124.00	650.00	1180.00	1239.00	1.0	Амортизація	1,2,3	Невідповідність нормованих рівнів напруги у споживачів, Кодекс системи розподілу розділ 3	Встановлення розвантажувальних ТП	965-977	
4.5.2	55	Реконструкція КТП із заміною шафи	шт	12	2,655.1	2	12.00	2655.14		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	503.14	538.00	538.00	538.00	538.00	0.0	Амортизація	1,2,3	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція КТП з заміною дефектних шаф КТП на шафи кюскового типу	965-977	
4.5.3	63	Заміна силових трансформаторів	шт	8	1,088.2	1	8.00	1088.22		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	150.22	134.00	268.00	268.00	268.00	0.0	Амортизація	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ТП з заміною дефектних силових трансформаторів	965-977	
4.5.4	26	Встановлення реслоуерів	шт	10	7,626.98	3	10.00	7626.98		I квартал 2020р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	2646.98	830.00	3320.00		830.00	0.0	Амортизація	1,2,3,8	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з встановленням пунктів секціонування ПЛ	965-977	
4.5.5	4	Реконструкція ПЛ-10(6)кВ	км	38	18,017.40	14.71	37.62	18017.40		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	7157.40	1530.00	2960.00	2520.00	3850.00	1.97	Амортизація	1,2,3	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з заміною проводів та опор	959-964	
4.5.6		Реконструкція ПЛ-0,4кВ	км	4	3,033.60	0.0	3.90	3033.60		I квартал 2024р	IV квартал 2025р	I квартал 2025р	IV квартал 2026р			1500.00	1533.60	0.34	Прибуток	1,2,3,5	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ПЛ-0,4кВ з заміною проводу та опор	959-964		
4.6		Казовське ВДРМ			81шт./62,45км.	93,706.86	18шт./0,55км.	81шт./62,45км.	93,706.86	I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	6742.61	14963.00	26760.25	28283.00	16958.00	6.0						
4.6.1	39	Заходи зі створення трансформаторної потужності рівня 6-10кВ в частині встановлення розвантажувальних ТП	шт	14	8,486.0	3	14.00	8486.00		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	1871.00	1685.00	1770.00	1860.00	1300.00	3.7	Амортизація	1,2,3	Невідповідність нормованих рівнів напруги у споживачів, Кодекс системи розподілу розділ 3	Встановлення розвантажувальних ТП	965-977	
4.6.2	50	Реконструкція КТП із заміною шафи	шт	7	1,559.00	2	7.00	1559.00		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	453.00	230.00	240.00	250.00	386.00	0.0	Амортизація	1,2,3	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція КТП з заміною дефектних шаф КТП на шафи кюскового типу	965-977	
4.6.3	67	Заміна силових трансформаторів	шт	8	1,297.53	2	8.00	1297.53		II квартал 2020р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	313.53	268.00	300.00	252.00	164.00	0.0	Амортизація	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ТП з заміною дефектних силових трансформаторів	965-977	
4.6.4		Встановлення реслоуерів	шт	4	3,320.00	0	4.00	3320.00		I квартал 2022р	IV квартал 2025р	I квартал 2023р	IV квартал 2026р			830.00	830.00	830.00	830.00	0.0	Прибуток	1,2,3,8	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з встановленням пунктів секціонування ПЛ	965-977
4.6.5	29	Реконструкція ТП 6-10/0,4кВ з заміною комірків з вимикачами навантаженнями на комірків з вакуумними вимикачами з функцією телемеханіки	шт	17	8,457.00	5	17.00	8457.00		I квартал 2021р	IV квартал 2024р	I квартал 2022р	IV квартал 2025р	2437.00	2000.00	2010.00	2010.00		0.0	Амортизація	1,2,3,8	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ТП з заміною дефектних вимикачів навантаження на вакуумні вимикачі з функцією телемеханіки	965-977	
4.6.6	57	Реконструкція ТП-10/0,4кВ (встановлення вимикачів навантаження)	шт	16	2,083.08	6	16.00	2083.08		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	293.08	240.00	550.00	500.00	500.00		Амортизація	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ТП з заміною дефектних вимикачів навантаження	965-977	
4.6.7		Реконструкція ТП із створенням комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні в ТП-10,6/0,4 кВ	шт	15	2,154.00	0	15.00	2154.00		I квартал 2023р	IV квартал 2025р	I квартал 2024р	IV квартал 2026р			718.00	718.00	718.00	0.0	Прибуток	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ЗТП з встановлення комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні	965-977	
4.6.8	9	Реконструкція ПЛ-10(6)кВ	км	29	29,405.00	0.55	28.50	29405.00		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	1375.00	5280.00	7600.00	6650.00	8500.00	0.99	Амортизація	1,2,3	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з заміною проводів та опор	959-964	
4.6.9		ЛЕП(КЛ 6-10)	км	8	12,652.25	0.0	8.07	12652.25		I квартал 2023р	IV квартал 2024р	I квартал 2024р	IV квартал 2025р			6082.25	6570.00		0.34	Прибуток	2.0	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	реконструкція КЛ 6-10 кВ	978-985	
4.6.10		Реконструкція ПЛ-0,4кВ	км	17	17,340.00	0.0	17.00	17340.00		I квартал 2022р	IV квартал 2025р	I квартал 2023р	IV квартал 2026р			3200.00	4320.00	5260.00	4560.00	0.54	Прибуток	1,2,3,5	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ПЛ-0,4кВ з заміною проводу та опор	959-964
4.6.11		ЛЕП(КЛ 0,4)	км	9	6,953.00	0.0	8.88	6953.00		I квартал 2022р	IV квартал 2024р	I квартал 2023р	IV квартал 2025р			1230.00	2340.00	3383.00		0.4	Прибуток	2.0	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	реконструкція КЛ 0,4 кВ	978-985
4.7		Новоказовське ВДРМ			108шт./99,09км.	136,735.84	34шт./14,36км.	108шт./99,09км.	136,735.84	I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	28643.71	19345.75	23462.46	27182.13	38101.79	7.9						
4.7.1	45	Заходи зі створення трансформаторної потужності рівня 6-10кВ в частині встановлення розвантажувальних ТП	шт	22	14,575.0	7	22.00	14575.00		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	4891.00	2247.00	2360.00	2477.00	2600.00	4.5	Амортизація	1,2,3	Невідповідність нормованих рівнів напруги у споживачів, Кодекс системи розподілу розділ 3	Встановлення розвантажувальних ТП	965-977	
4.7.2		Реконструкція КТП із заміною шафи	шт	7	1,140.0	0	7.00	1140.00		I квартал 2022р	IV квартал 2025р	I квартал 2023р	IV квартал 2026р			190.00	380.00	380.00	190.00	0.0	Прибуток	1,2,3	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція КТП з заміною дефектних шаф КТП на шафи кюскового типу	965-977
4.7.3	69	Заміна силових трансформаторів	шт	16	1,830.9	2	16.00	1830.91		I квартал 2020р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	542.91	268.00	340.00	340.00	340.00	0.0	Амортизація	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ТП з заміною дефектних силових трансформаторів	965-977	
4.7.4	27	Встановлення реслоуерів	шт	9	5,008.59	3	9.00	5008.59		I квартал 2020р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	2518.59		1660.00	830.00		0.0	Амортизація	1,2,3,8	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з встановленням пунктів секціонування ПЛ	965-977	
4.7.5		Реконструкція ЗТП/РН	шт	4	5,000.00	0	4.00	5000.00		I квартал 2025р	IV квартал 2025р	I квартал 2026р	IV квартал 2026р				5000.00		0.0	Прибуток	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ЗТП/РН з заміною дефектних будівельних конструкцій та технологічного обладнання	965-977	
4.7.6	31	Реконструкція ТП 6-10/0,4кВ з заміною комірків з вимикачами навантаженнями на комірків з вакуумними вимикачами з функцією телемеханіки	шт	7	6,032.00	5	7.00	6032.00		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	2532.00	1000.00		2500.00		0.0	Прибуток	1,2,3,8	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ТП з заміною дефектних вимикачів навантаження на вакуумні вимикачі з функцією телемеханіки	965-977	
4.7.7	64	Реконструкція ТП-10/0,4кВ (встановлення вимикачів навантаження)	шт	30	1,870.6	17	30.00	1870.57		I квартал 2021р	IV квартал 2024р	I квартал 2022р	IV квартал 2025р	810.57		500.00	560.00		0.0	Амортизація	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ТП з заміною дефектних вимикачів навантаження	965-977	
4.7.8		Реконструкція ТП із створенням комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні в ТП-10,6/0,4 кВ	шт	13	1,951.0	0	13.00	1951.00		I квартал 2023р	IV квартал 2025р	I квартал 2024р	IV квартал 2026р			557.00	697.00	697.00	0.0	Прибуток	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ЗТП з встановлення комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні	965-977	
4.7.9	1	Реконструкція ПЛ-10(6)кВ	км	40	32,489.50	7.55	40.00	32489.50		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	7829.50	6500.00	6560.00	6560.00	5040.00	0.4	Амортизація	1,2,3	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з заміною проводів та опор	959-964	
4.7.10	33	ЛЕП(КЛ 6-10)	км	18	29,355.95	1.42	18.44	29355.95		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	3422.45	4046.25	5963.60	5850.00	10073.65	0.35	Амортизація	2.0	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	реконструкція КЛ 6-10 кВ	978-985	
4.7.11	14	Реконструкція ПЛ-0,4кВ	км</																						

4.8.3	56	Заміна силових трансформаторів	шт	9	1,007.48	3	9.00	1007.48		I квартал 2020р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	348.48	134.00	227.00	146.00	152.00	0.0	Амортизація	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ТП з заміною дефектних силових трансформаторів	965-977	
4.8.4	22	Встановлення реслоузерів	шт	6	6,727.00	3	6.00	6727.00		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	2577.00	2490.00		830.00	830.00	0.0	Амортизація	1,2,3,8	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з встановленням пунктів секціонування ПЛ	965-977	
4.8.5		Реконструкція ТП-10/0,4кВ (встановлення вимикачів навантаження)	шт	10	1,050.00	0	10.00	1050.00		I квартал 2024р	IV квартал 2025р	I квартал 2025р	IV квартал 2026р				550.00	500.00		Прибуток	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ТП з заміною дефектних вимикачів навантаження	965-977	
4.8.6		Реконструкція ТП із створенням комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні в ТП-10,6/0,4 кВ	шт	18	2,200.0	0	18.00	2200.00		I квартал 2023р	IV квартал 2025р	I квартал 2024р	IV квартал 2026р			697.00	782.00	721.00		Прибуток	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ЗТП з встановлення комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні	965-977	
4.8.7	5	Реконструкція ПЛ-10(6)кВ	км	35	31,202.40	10.00	35.05	31202.40		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	9552.40	1900.00	3650.00	7500.00	8600.00	0.6	Амортизація	1,2,3	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з заміною проводів та опор	959-964	
4.8.8		ЛЕП(КЛ 6-10)	км	2	1,280.00	0.0	1.50	1280.00		I квартал 2022р	IV квартал 2022р	I квартал 2023р	IV квартал 2023р				1280.00			Прибуток	2.0	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	реконструкція КЛ 6-10 кВ	978-985	
4.8.9	43	Реконструкція ПЛ-0,4кВ	км	17	15,941.01	2.50	16.60	15941.01		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	2222.50	1200.00	1693.80	4355.73	6468.98	0.42	Амортизація	1,2,3,5	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ПЛ-0,4кВ з заміною проводу та опор	959-964	
4.9		Складовське ВДРМ		45шт./56,37км	66,576.89	2шт./7,95км	45шт./56,37км	66,576.89		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	7948.66	7654.34	7733.00	21697.98	21542.91	5.6						
4.9.1		Заходи зі створення трансформаторної потужності рівня 6-10кВ в частині встановлення розвантажувальних ТП	шт	19	11,458.0	0	19.00	11458.00		I квартал 2022р	IV квартал 2025р	I квартал 2023р	IV квартал 2026р		2809.00	2949.00	3100.00	2600.00	3.9	Прибуток	1,2,3	Невідповідність нормованих рівнів напруги у споживачів, Кодекс системи розподілу розділ 3	Встановлення розвантажувальних ТП	965-977	
4.9.2		Реконструкція КТП із заміною шафи	шт	5	788.0	0	5.00	788.00		I квартал 2022р	IV квартал 2025р	I квартал 2023р	IV квартал 2026р		197.00	197.00	197.00	197.00		Прибуток	1,2,3	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція КТП з заміною дефектних шаф КТП на шафи кюскового типу	965-977	
4.9.3	58	Заміна силових трансформаторів	шт	8	967.31	2	8.00	967.31		I квартал 2020р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	307.31	268.00	123.00	123.00	146.00		Амортизація	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ТП з заміною дефектних силових трансформаторів	965-977	
4.9.4		Реконструкція ТП-10/0,4кВ (встановлення вимикачів навантаження)	шт	10	1,280.00	0	10.00	1280.00		I квартал 2022р	IV квартал 2024р	I квартал 2023р	IV квартал 2025р				650.00	630.00		Прибуток	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ТП з заміною дефектних вимикачів навантаження	965-977	
4.9.5		Реконструкція ТП із створенням комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні в ТП-10,6/0,4 кВ	шт	3	516.00	0	3.00	516.00		I квартал 2023р	IV квартал 2025р	I квартал 2024р	IV квартал 2026р			258.00	129.00	129.00		Прибуток	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ЗТП з встановлення комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні	965-977	
4.9.6	12	Реконструкція ПЛ-10(6)кВ	км	21	20,150.31	0.47	20.85	20150.31		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	598.31	1380.00	1860.00	5900.00	10412.00	0.98	Амортизація	1,2,3	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з заміною проводів та опор	959-964	
4.9.7	19	Реконструкція ПЛ-0,4кВ	км	31	26,187.3	7.48	30.92	26187.27		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	7043.04	1490.34	1746.00	9468.98	6438.91	0.70	Прибуток	1,2,3,5	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ПЛ-0,4кВ з заміною проводу та опор	959-964	
4.9.8		ЛЕП(КЛ 0,4)	км	5	5,230.0	0.0	4.60	5230.00		I квартал 2022р	IV квартал 2025р	I квартал 2023р	IV квартал 2026р		860.00	600.00	2150.00	1620.00	0.1	Прибуток	2.0	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	реконструкція КЛ 0,4 кВ	978-985	
4.10		Олександрівське ВДРМ		64шт./98,76км	118,934.25	15шт./13,73км	64шт./98,76км	118,934.25		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	18662.80	16935.59	17765.12	31875.01	33695.73	9.24						
4.10.1	41	Заходи зі створення трансформаторної потужності рівня 6-10кВ в частині встановлення розвантажувальних ТП	шт	23	12,650.0	7	23.00	12650.00		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р		3615.00	2247.00	2360.00	2477.00	1951.00	4.7	Амортизація	1,2,3	Невідповідність нормованих рівнів напруги у споживачів, Кодекс системи розподілу розділ 3	Встановлення розвантажувальних ТП	965-977
4.10.2	47	Реконструкція КТП із заміною шафи	шт	4	990.00	1	4.00	990.00		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р		246.00	186.00	186.00	186.00	0.0	Амортизація	1,2,3	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція КТП з заміною дефектних шаф КТП на шафи кюскового типу	965-977	
4.10.3	54	Заміна силових трансформаторів	шт	10	1,016.03	2	10.00	1016.03		I квартал 2020р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	230.03	268.00	188.00	155.00	175.00		Амортизація	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ТП з заміною дефектних силових трансформаторів	965-977	
4.10.4	29	Встановлення реслоузерів	шт	6	5,035.79	2	6.00	5035.79		II квартал 2020р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	1715.79	1660.00		830.00	830.00		Амортизація	1,2,3,8	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з встановленням пунктів секціонування ПЛ	965-977	
4.10.5		Реконструкція ТП 6-10/0,4кВ з заміною комірком з вимикачами навантаженнями на комірком з вакуумними вимикачами з функцією телемеханіки	шт	5	2,500.0	0	5.00	2500.00		I квартал 2025р	IV квартал 2025р	I квартал 2026р	IV квартал 2026р				2500.00			Прибуток	1,2,3,8	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ТП з заміною дефектних вимикачів навантаження на вакуумні вимикачі з функцією телемеханіки	965-977	
4.10.6	70	Реконструкція ТП-10/0,4кВ (встановлення вимикачів навантаження)	шт	10	1,293.38	3	10.00	1293.38		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	143.38		650.00		500.00		Амортизація	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ТП з заміною дефектних вимикачів навантаження	965-977	
4.10.7		Реконструкція ТП із створенням комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні в ТП-10,6/0,4 кВ	шт	6	1,008.34	0	6.00	1008.34		I квартал 2023р	IV квартал 2025р	I квартал 2024р	IV квартал 2026р			432.14	288.10	288.10		Прибуток	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ЗТП з встановлення комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні	965-977	
4.10.8	3	Реконструкція ПЛ-10(6)кВ	км	56	47,708.60	12.98	55.72	47708.60		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	11953.60	4040.00	5650.00	13000.00	13065.00	1.97	Прибуток	1,2,3	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з заміною проводів та опор	959-964	
4.10.9		ЛЕП(КЛ 6-10)	км	11	11,300.0	0.0	11.00	11300.00		I квартал 2022р	IV квартал 2024р	I квартал 2023р	IV квартал 2025р		2200.00	2850.00	6250.00			Прибуток	2.0	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	реконструкція КЛ 6-10 кВ	978-985	
4.10.10	16	Реконструкція ПЛ-0,4кВ	км	31	28,802.11	0.75	30.54	28802.11		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	759.00	5484.59	4468.98	6438.91	11650.63	1.87	Прибуток	1,2,3,5	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ПЛ-0,4кВ з заміною проводу та опор	959-964	
4.10.11		ЛЕП(КЛ 0,4)	км	2	6,630.00	0.0	1.50	6630.00		I квартал 2022р	IV квартал 2025р	I квартал 2023р	IV квартал 2026р		850.00	980.00	2250.00	2550.00	0.7	Прибуток	2.0	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	реконструкція КЛ 0,4 кВ	978-985	
4.11		Херсонське ВДРМ		133шт./305,81км	342,368.37	36шт./58,82км	133шт./305,81км	342,368.37		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	93940.60	49070.27	53687.82	60030.93	85638.75	11.0						
4.11.1	38	Заходи зі створення трансформаторної потужності рівня 6-10кВ в частині встановлення розвантажувальних ТП	шт	33	19,385.00	10	33.00	19385.00		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	6158.00	3371.00	3540.00	2600.00	3716.00	6.9	Амортизація	1,2,3	Невідповідність нормованих рівнів напруги у споживачів, Кодекс системи розподілу розділ 3	Встановлення розвантажувальних ТП	965-977	
4.11.2	60	Реконструкція КТП із заміною шафи	шт	10	1,995.34	2	10.00	1995.34		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	571.34	203.00	407.00	407.00	407.00		Амортизація	1,2,3	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція КТП з заміною дефектних шаф КТП на шафи кюскового типу	965-977	
4.11.3	68	Заміна силових трансформаторів	шт	16	1,650.1	2	16.00	1650.12		I квартал 2020р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	332.12	268.00	350.00	350.00	350.00		Амортизація	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ТП з заміною дефектних силових трансформаторів	965-977	
4.11.4	11	Встановлення реслоузерів	шт	5	4,167.0	1	5.00	4167.00		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	847.00		830.00	1660.00	830.00		Амортизація	1,2,3,8	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з встановленням пунктів секціонування ПЛ	965-977	
4.11.5		Реконструкція ЗТП/РП	шт	8	17,839.0	0	8.00	17839.00		I квартал 2021р	IV квартал 2024р	I квартал 2023р	IV квартал 2025р		6839.00	5500.00	5500.00			Прибуток	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ЗТП/РП з заміною дефектних будівельних конструкцій та технологічного обладнання	965-977	
4.11.6	13	Реконструкція ТП 6-10/0,4кВ з заміною комірком з вимикачами навантаженнями на комірком з вакуумними вимикачами з функцією телемеханіки	шт	12	6,167.92	5	12.00	6167.92		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	2667.92	2500.00		1000.00			Прибуток	1,2,3,8	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ТП з заміною дефектних вимикачів навантаження на вакуумні вимикачі з функцією телемеханіки	965-977	
4.11.7	72	Реконструкція ТП-10/0,4кВ (встановлення вимикачів навантаження)	шт	44	4,976.03	16	44.00	4976.03		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	806.03	1260.00	550.00	680.00	1680.00		Амортизація	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ТП з заміною дефектних вимикачів навантаження	965-977	
4.11.8		Реконструкція ТП із створенням комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні в ТП-10,6/0,4 кВ	шт	5	846.00	0	5.00	846.00		I квартал 2023р	IV квартал 2025р	I квартал 2024р	IV квартал 2026р			282.00	282.00	282.00		Прибуток	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ЗТП з встановлення комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні	965-977	
4.11.9	7	Реконструкція ПЛ-10(6)кВ	км	122	66,433.66	10.82	121.96	66433.66		I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	10523.66	10600.00	11500.00	10010.00	23800.00	1.19	Прибуток	1,2,3	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з заміною проводів та опор	959-964	
4.11.10	34	ЛЕП(КЛ																							

4.12.2	59	Реконструкція КТП із заміною шафи	шт	3	810.00	1	3.00	810.00			I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	240.00		190.00	190.00	190.00		Амортизація	1,2,3	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція КТП з заміною дефектних шаф КТП на шафи кюскового типу	965-977		
4.12.3	51	Заміна силових трансформаторів	шт	6	928.78	2	6.00	928.78			I квартал 2020р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	288.78		186.00	186.00	268.00		Амортизація	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ТП з заміною дефектних силових трансформаторів	965-977		
4.12.4	24	Встановлення реслоузурів	шт	6	4,179.00	1	6.00	4179.00			I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	859.00	830.00	830.00	830.00	830.00		Амортизація	1,2,3,8	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з встановленням пунктів секціонування ПЛ	965-977		
4.12.5	8	Реконструкція ПЛ-10(6)кВ	км	93	73,325.24	42.2	93.43	73325.24			I квартал 2021р	IV квартал 2025р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	36984.50	8950.00	8050.00	9500.00	9840.74	2.0	Прибуток	1,2,3	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з заміною проводів та опор	959-964		
4.12.6	18	Реконструкція ПЛ-0.4кВ	км	11	13,287.53	5.9	11.40	13287.53			I квартал 2021р	IV квартал 2024р	I квартал 2022р	IV квартал 2025р	5492.90	2492.00		5302.63		7.70	Прибуток	1,2,3,5	Технічний стан, зменшення показника SAIDI, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ПЛ-0.4кВ з заміною проводу та опор	959-964		
4.13		Заходи зі створення трансформаторної потужності рівня 6-10кВ для реалізації стандартних присланих в частині встановлення розвантажувальних ТП	шт	150	64,103.00	30	150.00	64103.00			I квартал 2021р	II квартал 2021р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	10500.00	11550.00	12705.00	13975.00	15373.00	24.0	Амортизація	1,2,3	Невідповідність нормованих рівнів напруги у споживачів, Кодекс системи розподілу розділ 3	Заходи зі створення трансформаторної потужності рівня 6-10кВ для реалізації стандартних присланих в частині встановлення розвантажувальних ТП	965-977		
4.14		Заходи зі створення трансформаторної потужності рівня 6-10кВ для реалізації стандартних присланих в частині заміни перевантажених силових трансформаторів	шт	100	26,307.00	20	100.00	26307.00			I квартал 2021р	II квартал 2021р	I квартал 2022р	IV квартал 2026р	4309.00	4740.00	5214.00	5735.00	6309.00		Амортизація	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ТП з заміною дефектних силових трансформаторів	965-977		
4.15		ПКД (СРМ)	шт		2000	0		2000.00			I квартал 2022р	IV квартал 2025р	I квартал 2023р	IV квартал 2026р		500.00	500.00	500.00	500.00		Прибуток	1,2,3	Технічний стан, Кодекс системи розподілу розділ 3	Реконструкція ЗТП з встановлення комплексу для автоматичної рестрації перерв в електрообладданні	965-977		
		Усього по п. 3:		21	15,211.40			15211.40							0.00	0.00	5384.60	4731.80	5095.00								
		ТП (РП)	шт																								
		ЛЕН	км	21	15,211.40			15211.40							0.00	0.00	5384.60	4731.80	5095.00								
		Усього по п. 4:		931 шт/ 1035км	#REF!	186шт/ 214,86км	#REF!				#REF!	#REF!	#REF!	#REF!	302402.26												
		ТП (РП)	шт	931	#REF!	186.0	#REF!				#REF!	#REF!	#REF!	#REF!	72405.68												
		ЛЕНкм	км	1035	968,908.45	214.86		968908.45							239238.36	128457.65	156720.34	214495.52	229996.58								
		Усього по розділу I						#REF!							#REF!	#REF!	#REF!	#REF!	602107.26								
II		ЗАХОДИ ЗІ ЗНИЖЕННЯ НЕТЕХНІЧНИХ ВИТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ																									
2.1	1	Переобладнання 1-о фазних ввідних пристроїв приватних будинків проблемних споживачів	шт	3500	2278.15	3500.00	3500.00	2278.15				I квартал 2022р	IV квартал 2022р		2278.15						Реактив		СПР ХОЕ стор 779-784, КСР розділ 3		986-998		
2.2	2	Переобладнання 3-и фазних ввідних пристроїв приватних будинків проблемних споживачів	шт	850	1030.17	850.00	850.00	1030.17				I квартал 2022р	IV квартал 2022р		1030.17						Реактив		СПР ХОЕ стор 779-784, КСР розділ 3		986-998		
2.3	12	Лінійний пункт високовольтного обліку ПКУ-10 з терміналом ЛУЗОД	шт	12	1404.00	12.00	12.00	1404.00				I квартал 2022р	IV квартал 2022р		1404.00						Амортизація		СПР ХОЕ стор 779-784, КСР розділ 3		986-998		
2.4	6	Електролічильник багатифункціональний однофазний з вбудованим модемом GPRS, датчиками магнітного та радіочастотного впливу	шт	53	167.08	53.00	53.00	167.08				I квартал 2022р	IV квартал 2022р		167.08						Реактив		СПР ХОЕ стор 779-784, КСР розділ 3		986-998		
2.5	7	Електролічильник багатифункціональний трифазний прямого включення з вбудованим модемом GPRS, датчиками магнітного та радіочастотного впливу	шт	475	2315.63	475.00	475.00	2315.63				I квартал 2022р	IV квартал 2022р		2315.63						Реактив		СПР ХОЕ стор 779-784, КСР розділ 3		986-998		
2.6	8	Електролічильник багатифункціональний трифазний трансформаторного включення з вбудованим модемом GPRS, датчиками магнітного та радіочастотного впливу	шт	455	2093.00	455.00	455.00	2093.00				I квартал 2022р	IV квартал 2022р		2093.00						Реактив		СПР ХОЕ стор 779-784, КСР розділ 3		986-998		
2.7	3	Електролічильник АСКОЕ побут однофазний багатифункціональний з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу	шт	15000	20700.00	15000.00	15000.00	20700.00				I квартал 2022р	IV квартал 2022р		20700.00						Реактив		СПР ХОЕ стор 779-784, КСР розділ 3		986-998		
2.8	4	Електролічильник АСКОЕ побут трифазний багатифункціональний прямого включення з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу	шт	698	2073.06	698.00	698.00	2073.06				I квартал 2022р	IV квартал 2022р		2073.06						Реактив		СПР ХОЕ стор 779-784, КСР розділ 3		986-998		
2.9	5	Маршрутизатор системи АСКОЕ побут з пристроєм грозозахисту	шт	150	2250.00	150.00	150.00	2250.00				I квартал 2022р	IV квартал 2022р		2250.00						Реактив		СПР ХОЕ стор 779-784, КСР розділ 3		986-998		
2.10	11	Електролічильник багатифункціональний 3*100В 5 (10)А з інтерфейсом RS485	шт	263	789.00	263.00	263.00	789.00				I квартал 2022р	IV квартал 2022р		789.00						Реактив		СПР ХОЕ стор 779-784, КСР розділ 3		986-998		
2.11	9	Електролічильник багатифункціональний трифазний 3*100 В трансформаторного включення з вбудованим модемом GPRS, датчиками магнітного та радіочастотного впливу	шт	22	101.20	22.00	22.00	101.20				I квартал 2022р	IV квартал 2022р		101.20						Реактив		СПР ХОЕ стор 779-784, КСР розділ 3		986-998		
2.12	10	Однополюсні автоматичні вимикачі з 1 ном=25А	шт	40000	2400.00	40000.00	40000.00	2400.00				I квартал 2022р	IV квартал 2022р		2400.00						Реактив		СПР ХОЕ стор 779-784, КСР розділ 3		986-998		
2.13	13	Роботи зі встановлення технічного обліку електричної енергії на вводах одностранових підстанцій 10(6)/0,4 кВ потужністю більше 63 кВА	шт	30	775.11	30.00	30.00	775.11				I квартал 2022р	IV квартал 2022р		775.11						Реактив		СПР ХОЕ стор 779-784, КСР розділ 3		986-998		
2.14	14	Роботи зі встановлення технічного обліку електричної енергії на вводах двохтрансформаторних підстанцій 10(6)/0,4 кВ потужністю більше 63 кВА	шт	70	3615.64	70.00	70.00	3615.64				I квартал 2022р	IV квартал 2022р		3615.64						Реактив		СПР ХОЕ стор 779-784, КСР розділ 3		986-998		
		Усього по розділу II						232031.04							41992.04	44091.00	46296.00	48611.00	51041.00		Реактив: 160852.46 Амортизація: 71059.81 Прибуток: 118,77						
III		ВИРОВАДЖЕННЯ ТА РОЗВИТОК АСДТК																									
3.1	1	Телемеханізація ПС-35кВ ("Теройська", "Памятное", "Большевик", "М.Копани", "Кардашинська", "Б.Остров", "Приморська", "Берегова", "Грушова", "Широка", "Таври", "Птахова", "Новониколаєва", "Михайлова", "Красна", "Морська", "Новоросійська", "Молодецька", "Підольське", "Чалова", "Огродова", "Федорова", "Н.Михайлова", "Гонгорка", "Озерне", "Партизани", "Петровка", "Приморська", "Чонгар", "Фрунзе", "Трофимова", "Дружбова", "П.Покровка", "КХП", "Ключова", "Кр. Чабан", "Мирная", "Балгаровка", "Тригорська", "К.Владимирова", "Марсево", "Строгонова", "Шевченко", "Хлебодарова", "ГНС-РОС", "Первомайська", "Самойлова", "Ушкала", "Г.Ромова", "Васильєва", "Осокорівська", "Крещенівська", "Тарилівська", "Светлиця", "Н.Волосенівська", "Тюмер", "Н.Воскресенська", "Белівська", "Н.Вороноівська", "Сивани", "Попелани", "Н.Тригорська", "Вербь", "Зозотоболівська", "Архангельська", "Новодмитрівська", "Тарасова", "Подколінівка", "Ст. Маачка", "Б.Копани", "Брільська", "Н.Маачка", "К.Латра", "Таврійська", "Титівська", "Змеєвська", "Качарівська", "Львівська", "Раковська", "Казіака", "Корівська", "Костяська", "Суханівська", "П.Карська", "Кр.Мая", "Заручава", "Богданова", "Засерне", "НС МК -5", "Камена", "Черинка", "Коробки", "Кр. Перекі", "Краса Херсонщина", "НС 6 Р-1-1", "НС МК-3", "Черноморська", "Р.Люксембург", "Ретранслятор", "Тавричанка", "Благовещенка", "Каїрська", "Ольгино", "Погричянка", "Чернофлотська", "Янтарна", "Высокотольська", "Кочубеївська", "Б.Кришківська", "Борівська", "Вишневська", "Давидобродська", "Калинінська", "Колос", "Новокубанська", "НС-319", "Батумська", "Садово", "Солнечная")	шт	119	101500.00	66.00	119.00	101500.00			ні	ні	I, 2021	IV, 2022	I, 2022	IV, 2023	56120.00	45380.00	0.00	0.00	0.00	Амортизація		КСР розділ 3. Технічний стан	Вировадження I етапу з телемеханізації, щодо створення комплексу автоматичної рестрації перерв в електрообладданні фідерів ПС-35кВ	845-958	Розробка ПКД госп.способом.

3.2	2	Телемеханізація РП-10 кВ ("Святого", "Швидка", "Індустріальний", "Блохера", "Дорофеева", "Шенгелия", "ГОК", "Николаевский", "Мост", "РП-32", "КНС-5", "Мобельный", "РП-ЭКР", "Лечебный", "Шумский", "Привольный", "РП Микон", "Западный", "Поздольный", "Черноморский", "Газетный" - м.Херсон; РП-1, РП-3, РП-4, РП-5 – м.Геніческ; РП-1, РП-2, РП-3, РП-5, РП-6, РП-7, РП-8, РП-Винзавод – м.Н.Каховка; РП-837 – м.Олешки)	шт	35	17940.00		35.00	17940.00	ні	ні	I, 2022	IV, 2022	I, 2023	IV, 2023	0.00	17940.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Амортизація	КСР розділ 3, Технічний стан	Впровадження I етапу з телемеханізації, що створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів РП-10кВ	845-958
3.3	3	Багатоканальна автономна система запису	шт	10	220.00	2.00	10.00	220.00					III, 2022	III, 2026	44.00	44.00	44.00	44.00	44.00	Амортизація	КСР розділ 3, Технічний стан	Впровадження багатоканальної автономної системи запису	845-958	
3.4	4	Система моніторингу навантаження та виявлення коротких замикань на ПЛ з функцією телемеханіки	шт	60	1700.00	60.00	60.00	1700.00	ні	ні	I, 2021	IV, 2021	I, 2022	IV, 2022	1700.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Амортизація	КСР розділ 3, Технічний стан	Впровадження системи моніторингу навантаження та виявлення коротких замикань на ПЛ з функцією телемеханіки	845-958	
Усього по розділу III								121360.00							57864.00	63364.00	44.00	44.00	44.00	Амортизація				
IV		ВПРОВАДЖЕННЯ ТА РОЗВИТОК ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ																						
4.1	1	Робоча станція з ОС Windows pro	шт	200	1172.00	40	200	1172.00					I, 2022	IV, 2026	1172.00	1220.00	1250.00	1300.00	1350.00	Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.2	2	Робоча станція з ОС Linux	шт	800	3344.00	160	800	3344.00					I, 2022	IV, 2026	3344.00	3562.00	3775.00	3926.00	4086.00	Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.3	3	Багатофункціональний пристрій (принтер/сканер/ксерокс) формату А4 (80000 стор/міс.)	шт	30	387.00	30	30	387.00					I, 2022	IV, 2022	387.00					Амортизація	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.4	4	Принтер високопродуктивний формату А4 (250000 стор/міс.)	шт	10	220.00	10	10	220.00					I, 2022	IV, 2022	220.00					Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.5	5	Багатофункціональний пристрій (принтер/сканер/ксерокс) формату А3	шт	6	136.80	6	6	136.80					I, 2022	IV, 2022	136.80					Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.6	6	Сервер DELL (або аналог)	шт	2	1428.00	2	2	1428.00					I, 2022	IV, 2022	1428.00					Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.7	10	Система зберігання даних NAS з накопичувачами в комплекті	шт	1	538.00	1	1	538.00					I, 2022	IV, 2022	538.00					Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.8	17	Придбання ноутбуку для налагодження та обслуговування мікропроцесорних пристроїв РЗА	шт	3	66.00	3	3	66.00					I, 2022	IV, 2022	66.00					Амортизація	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.9	11	Поновлення програмного забезпечення комплексного захисту робочих станцій ESET (або аналог)	шт	770	269.80	200	770	269.80					I, 2022	IV, 2026	69.80	50.00	50.00	50.00	50.00	Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.10	7	Програмне забезпечення Microsoft EA (або аналог)	шт	5	4290.00	1	5	4290.00					I, 2022	IV, 2026	795.00	795.00	900.00	900.00	900.00	Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.11	16	Коммутатор 8 портів	шт	6	8.10	6	6	8.10					I, 2022	IV, 2022	8.10					Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.12	15	Коммутатор 16 портів	шт	3	6.00	3	3	6.00					I, 2022	IV, 2022	6.00					Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.13	14	Коммутатор 24 портів	шт	2	9.20	2	2	9.20					I, 2022	IV, 2022	9.20					Амортизація	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.14	13	UPS для диспетчерів (1600)	шт	17	238.00	17	17	238.00					I, 2022	IV, 2022	238.00					Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.15	12	Сканер потоковий	шт	4	62.00	4	4	62.00					I, 2022	IV, 2022	62.00					Амортизація	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.16	8	Вузлове мережеве обладнання 48 портів	шт	18	664.20	18	18	664.20					I, 2022	IV, 2022	664.20					Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.17	9	Побудова комплексної системи мережевої безпеки та IT інфраструктури (hardware, software)	шт	1	3061.90	1	1	3061.90					I, 2022	IV, 2022	3061.90					Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.18		Заміна серверів ЦОД	шт	4	3039.00	4	4	3039.00					I, 2023	IV, 2024		1470.00	1569.00			Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.19		Заміна блоків безперервного живлення ЦОД	шт	4	798.00	4	4	798.00					I, 2023	IV, 2024		387.00	411.00			Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.20		Заміна системи зберігання даних	шт	1	3467.00	1	1	3467.00					I, 2025	IV, 2025				3467.00		Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.21		Заміна LAN-комутаторів	шт	5	387.00	5	5	387.00					I, 2026	IV, 2026					387.00	Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.22		Заміна SAN-комутаторів	шт	5	723.00	5	5	723.00					I, 2026	IV, 2026					723.00	Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.23		Заміна дискової системи зберігання даних DataDomain	шт	1	611.00	1	1	611.00					I, 2026	IV, 2026					611.00	Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.24		Заміна стрічкової бібліотеки	шт	1	254.00	1	1	254.00					I, 2026	IV, 2026					254.00	Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.25		Поновлення ліцензій комплексу захисту	комплекс	комплекс	2409.00		комплекс	2409.00					I, 2025	IV, 2025				2409.00		Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.26		Модернізація системи комплексного захисту та ЦОД	комплекс	комплекс	2938.00		комплекс	2938.00					I, 2026	IV, 2026					2938.00	Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.27		Заміна застарілих серверів компанії, що не входять до ЦОД	шт	3	2935.00			2935.00					I, 2024	IV, 2026			900.00	951.00	1084.00	Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.28		Закупівля оргтехніки	шт	200	4276.00		200	4276.00					I, 2023	IV, 2026		896.00	1016.00	1127.00	1237.00	Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.29		Впровадження проєктів відеоспін у оперативні диспетчерських групах	шт	2	7022.00		2	7022.00					I, 2023	IV, 2024		3436.00	3586.00			Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
4.30		Модернізація мережевого обладнання	комплекс	комплекс	1216.00			1216.00					I, 2026	IV, 2026					1216.00	Прибуток	КСР розділ 3, Технічний стан		999-1015	
Усього по розділу IV								66445.00							12206.00	11816.00	13457.00	14130.00	14836.00	Прибуток				
V		ВПРОВАДЖЕННЯ ТА РОЗВИТОК СИСТЕМ ЗВ'ЯЗКУ																						
5.1	1	"Побудова радіорелейної лінії зв'язку для організації мережі зв'язку та передавання даних (Н.Лепетиха – ПС-150 кВ «Рубанівка»; Каланчик – ПС-150 кВ «Виноградів»; ПС-35 кВ «Асканія Нова» – ПС-35 кВ «Чалово»; ПС-150 кВ «Рубанівка» – Н.Сорогози; ПС-150кВ «Н.Тимофеевка» — ПС-35кВ «Чалово»; Н.Сорогози — Іванівка, ПС-150кВ «Чулаковка» — ПС-35кВ «Н.Збур'євка»; ПС-35кВ «Васошовська» — Токарівка) відповідно Концепції розвитку зв'язку та та передачі інформації АТ Херсонобленерго	шт	8	7950.00	3	8.00	7950.00	ні	ні	IV, 2022	IV, 2025	II, 2022	IV, 2026	2750.00	1900.00	950.00	1400.00	950.00	Амортизація	3.8	КСР розділ 3, Технічний стан	Побудова корпоративної мережі передавання даних для дистанційно керування систем розподілу та "інтелектуальних" мереж	845-958
5.2	2	Голосове обладнання VoIP зв'язку для розбудови корпоративної мережі зв'язку	шт	3	295.80	3	3.00	295.80					III, 2022	IV, 2022	295.80	0.00	0.00	0.00	0.00	Амортизація	3.8	КСР розділ 3, Технічний стан		845-958
5.3	3	Побудова корпоративної телефонної мережі АТ «Херсонобленерго» на базі цифрової АТС Cora1 (2-5 етап) (або аналог)	шт	4	4800.00	1	4.00	4800.00	ні	ні	IV, 2022	IV, 2025	III, 2022	IV, 2025	1200.00	1200.00	1200.00	1200.00	0.00	Амортизація	3.8	КСР розділ 3, Технічний стан		845-958
5.4	4	Цифровий радіозв'язок центрів ОДУ АТ «Херсонобленерго»	шт	1	1995.00	1	1.00	1995.00	ні	ні	IV, 2021	IV, 2021	III, 2022	IV, 2022	1995.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Амортизація	3.8	КСР розділ 3, Технічний стан		845-958
5.5	5	Оптоволоконна лінія зв'язку по ПЛ з організацією каналу зв'язку та передавання даних між вузлами телекомунікаційної мережі Товариства - Херсонобленерго та Херсонським ВДРМ	шт	1	265.00		1.00	265.00	ні	ні	IV, 2021	II, 2022	III, 2023	IV, 2023	0.00	265.00	0.00	0.00	0.00	Амортизація	3.8	КСР розділ 3, Технічний стан		845-958
Усього по розділу V								15305.80							6240.80	3365.00	2150.00	2600.00	950.00	Амортизація				
VI		МОДЕРНІЗАЦІЯ ТА ЗАКУПІВЛЯ КОЛІСНОЇ ТЕХНІКИ																						
Усього по розділу VI								134977.00							24735.00	24272.00	27270.00	28634.00	30066.00	Прибуток				
VII		Інше																						
Усього по розділу VII								28949.00							5420.00	4691.00	5976.00	6274.00	6588.00	Амортизація				
Усього по ПРСР								#REF!							#REF!	#REF!	#REF!	#REF!	#REF!	705632.26	Амортизація			

* Вказати число, що дорівнює визначеній пріоритетності заходу за принципом наскрізної нумерації, починаючи з одиниці - найвищий пріоритет, окремо за кожним розділом ПРСР для заходів першого року прогнозного періоду

** Довжина ліній електропередачі вказується по трасі ліній

*** Значити відповідний рік

**** Необхідно зазначити статтю джерела/джерел фінансування: амортизація, прибуток на виробничі інвестиції, прибуток (обов'язково реінвестиції), прибуток (додатково реінвестиції), перемоти реактивної е/е, дохід від небалансу ТВЕ, плата за прислання, кредити, інші (розшифрувати)

22. Пояснювальна записка заходів з реконструкції та технічного переоснащення елементів системи розподілу з обґрунтуванням та аналіз витрат та вигод (з урахуванням техніко-економічних показників)

22.1. Повітряні лінії 35-150 кВ

№ п/п	Назва РЕМ	Диспетчерська назва об'єкта електромереж	Перелік робіт	Од-ця виміру	2022		2023		2024		2025		2026	
					Кіл-ть	Обсяг інвестицій	Кіл-ть	Обсяг інвестицій	Кіл-ть	Обсяг інвестицій	Кіл-ть	Обсяг інвестицій	Кіл-ть	Обсяг інвестицій
1	СВЕМ	ПЛ-150 кВ “ХТЕЦ-Никольська”	Реконструкція	км	5,0	15000								
2	СВЕМ	ПЛ-35 кВ “Счастливецово-Стрелковое”	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)	км	4,0	8000								
3	СВЕМ	ПЛ-150 кВ “ХТЭЦ-Коммунальная”	Розробка проектної документації	шт	1	1400								
ВСЬОГО				тис. грн без ПДВ		24400								
4	СВЕМ	ПЛ-150 кВ “ХТЕЦ-Никольська”	Реконструкція	км			5,0	15000						
5	СВЕМ	ПЛ-35 кВ “Счастливецово-Стрелковое”	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)	км			13,7	27400						
6	СВЕМ	ПЛ-35 кВ “Геническ-Генгорка”	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)	км			9,35	18720						
7	СВЕМ	ПЛ-35 кВ “Генгорка-Счастливецово”	Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)	км			8,94	17920						
8	СВЕМ	ПЛ-150 кВ “ХНПЗ-П.Покровка”	Розробка проектної документації	шт			1	1200						

9	СВЕМ	ПЛ-150 кВ “Н.Троицк- Партизаны”	Розробка проектної документац ії	шт				1	1200								
ВСЬОГО				тис. грн без ПДВ					81440								
10	СВЕМ	ПЛ-150 кВ “ХНПЗ- П.Покровка”	Технічне переоснаще ння (заміна одиниць та вузлів)	км						3,3	9850						
11	СВЕМ	ПЛ-150 кВ “ХТЭЦ- Коммунальная ”	Технічне переоснаще ння (заміна одиниць та вузлів)	км						3,3	9850						
12	СВЕМ	ПЛ-150 кВ “Н.Троицк- Партизаны”	Технічне переоснаще ння (заміна одиниць та вузлів)	км						3,3	9850						
13	СВЕМ	ПЛ-150 кВ “Н.Троицк- Н.Тимофеевка ”	Розробка проектної документац ії	шт						1	1000						
ВСЬОГО				тис. грн без ПДВ							30550						
14	СВЕМ	ПЛ-150 кВ “ХНПЗ- П.Покровка”	Технічне переоснаще ння (заміна одиниць та вузлів)	км								3,3	9850				
15	СВЕМ	ПЛ-150 кВ “ХТЭЦ- Коммунальная ”	Технічне переоснаще ння (заміна одиниць та вузлів)	км								3,3	10850				
16	СВЕМ	ПЛ-150 кВ “Н.Троицк- Партизаны”	Технічне переоснаще ння (заміна одиниць та вузлів)	км								3,3	9850				
ВСЬОГО				тис. грн без ПДВ									30550				

17	СВЕМ	ПЛ-150 кВ “ХНПЗ- П.Покровка”	Технічне переоснаще ння (заміна одиниць та вузлів)	км								3,3	9850
19	СВЕМ	ПЛ-150 кВ “ХТЭЦ- Коммунальная ”	Технічне переоснаще ння (заміна одиниць та вузлів)	км								3,4	10850
20	СВЕМ	ПЛ-150 кВ “Н.Троицк- Партизаны”	Технічне переоснаще ння (заміна одиниць та вузлів)	км								3,3	9850
ВСЬОГО				тис. грн без ПДВ									30550

22.1.1. ПЛ-150 кВ «Никольська-ХТЕЦ»

ПЛ-150 кВ «Никольська-ХТЕЦ», що знаходиться на ремонтно-експлуатаційному обслуговуванні АТ «Херсонобленерго», була збудована та введена в експлуатацію у 1954 році.

Загальна протяжність ПЛ складає 24 км із них:

- відпайка від опори № 168 «А» в сторону ПС «Никольська» ПЛ проходить сумісним підвісом з ПЛ-150 кВ «Ках.ГЕС-Никольська» (№ 1-38 захід-вихід на ПС «Никольська»). Ділянка одноколова протяжність складає 5,61 км. Виконано на ж/б стійках типу СК-26.1-1.0, провід АС-185, даний участок реконструкції не підлягає.

- ділянка від опори № 168 до № 241 (кінцева біля ПС «ХТЕЦ») одноколова, протяжністю 18,39 км. Виконана на металевих опорах типу «рюмка», провід АС-185, яка і підлягає реконструкції, після реконструкції дана ділянка буде становити 17,985 км.

Траса ПЛ-150 кВ проходить в умовах міської, промислової та жилої забудови, дачної та сільської забудови, в умовах оренних земель, перетинає р.Інгулець. У геоморфологічному відношенні повітряна лінія 150 кВ проходить в межах Причорноморської впадини, вздовж русла Дніпра, на правому березі. Дана ПЛ збудована в одноланцюговому виконанні, встановлено провід АС-185, перехід через р.Інгулець АСУ-300.

ПЛ-150 кВ «Никольська - ХТЕЦ» – транзитна системообразуюча лінія, від якої здійснюється енергопостачання м.Херсона, водогону «Херсон-Миколаїв», а також інших важливих об'єктів, по лінії здійснюється видача потужності з Каховської ГЕС. Враховуючи дані фактори, ПЛ має важливе значення в енергопостачанні всього Південного регіону України.

При пошкодженні ПЛ-150 кВ «Никольська - ХТЕЦ» будуть знеструмлені споживачі ПС-150 кВ "ХТЕЦ" (41403), ПС-150 кВ "Микільська" (4371), ПС-150 кВ "Комунальна" (16383), ПС-150 кВ "Комбайновая" (14) загальною кількістю 62171 ТКО. Споживання електричної енергії за рік = 309598 тис.кВт·год.

Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI) розраховується як відношення сумарної тривалості довгих перерв в електропостачанні в точках комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання, за звітний період до загальної кількості точок комерційного обліку електричної енергії за формулою

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k t_i \times n_i}{n_{\square}}, \text{ хв.}$$

де t_i – тривалість i -ї довгої перерви в електропостачанні, хв;

n_i – кількість точок комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання у результаті i -ї довгої перерви в електропостачанні, од.;

k – кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду;

i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i = 1, 2, 3, \dots k$;

n – загальна кількість точок комерційного обліку електричної енергії, од.;

Тривалість переключення споживачів від інших мереж приблизно – 2 год.

$$\text{SAIDI} = (62171 * 60 * 2) / 457221 = 16.3 \text{ хв.}$$

У разі виникнення технологічного порушення при яких неможливо буде переключення споживачів від інших мереж тривалістю менш 24 годин сума надання компенсації становитиме $62171 * 200 \text{ грн} = 12\,434\,200 \text{ грн}$.

При виводі ПЛ в ремонт знижується надійність електропостачання м.Херсон. В процесі довготривалої експлуатації понад 64 роки, а також взявши до уваги, що ПЛ проходить вздовж р.Дніпро, більшість основних конструктивних елементів цієї лінії зазнали понаднормативного зносу, що значно впливає на стан експлуатації. В особливо критичному стані знаходяться проміжні металеві опори типу ПМТ, які у зв'язку з корозійними процесами втрачають механічну стійкість (особливо в місцях кріплення проводу, грозотросу, а також в місцях кріплення металевих опор до фундаментів, що може призвести до руйнації та падінню металевих опор).

Крім того, відстань прольотів між опорами становить понад 320 метрів замість 150-160 метрів, що призводить до понадмірного тяжіння проводів та навантажень на опори, внаслідок яких відбувається їх інтенсивне руйнування.

Згідно вимог ПУЕ таблиця 2.5.16 проектом передбачено збільшення перетину проводу з АС-185 на АС-240, для збільшення надійності, експлуатаційної і ремонтної безпеки проектом передбачено заміна м/опор на нові: УМ-150-2+10...4 шт., УМ150-2+15...2 шт., УМ 150-2+5...7 шт., УМ 150-1+10...2 шт., УМ 150-1+15...1 шт., УМ 150-1+5...6 шт., УМ 150-8+15...1 шт., КПМ-150-1...2 шт., ПМ 150-1...46 шт., заміна ізоляції на нову ПС-120Б...884 шт., ПС-210В...227 шт., ПС-70Е...6 213 шт., блискавкозахисного троса і зчіпної арматури в зв'язку з фізичним зносом, обумовленим тривалим терміном експлуатації, про це свідчать дефектні акти металевих опор які знаходяться в незадовільному стані. Згідно ГКД 34.20.661-2003 “ Правила організації технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій і мереж”.

Враховуючи вище викладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТОВ “Проенерджі” в 2017 році за рахунок ІІ розробив проект “Реконструкція ПЛ-150 кВ «Никольська - ХТЕЦ» на території Білозерського району Херсонської області та м.Херсон”.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації реалізація реконструкції об'єкту у повному обсязі підрядним способом можлива за вартість, яка складає **63200,29 тис. грн (без ПДВ)**. Експертний звіт по проекту виданий Державним підприємством “Державний науково-дослідний та проектно-вишукувальний інститут “НДІПРОЕКТРЕКОНСТРУКЦІЯ” м.Київ № 1479/е/19 від 05 липня 2019 року.”

Відповідний захід передбачений Планом розвитку системи розподілу АТ «Херсонобленерго» на 2020-2024 роки відповідна сторінка та рік БМР- 2.3.1 таблиця 21: Перелік та етапи виконання заходів ПРСР. Реконструкцію ПЛ планується виконати в чотири етапи. Перед початком виконання реконструкції необхідно виконати “Підготовчі роботи” (робочий пункт 8.3.1) стосовно вирубування дерев та кущів, які знаходяться у зоні будівництва та “Земляні роботи” (робочий пункт 8.3.2) виконання ґрунтових під’їзних шляхів вздовж траси ПЛ для можливості виконання робіт та обслуговування в подальшому лінії.

Реконструкція розпочата в 2020 році і виконано перший етап, ділянку пор № 212-236 довжиною 5,3 км. Було зроблено заміну проводу з АС-185 на АС-240.

Вибір перерізу проводу обумовлений згідно вимог ПУЕ таблиця 2.5.16., а також грозотросу С-50, ізоляторів та зчіпної арматури. Замінено дві анкерно-кутові одноланцюгові опори типу УМ150-1+5, дві анкерно-кутові одноланцюгові опори типу УМ150-1+10 та дев'ять штук проміжних одноланцюгових опор типу ПМ 150-1.

На другому етапі в 2021 році виконано реконструкцію ПЛ загальною протяжністю 3 км на двох ділянках ПЛ.

Перша ділянка прогони опор № 237-240-Портал ВРУ-150 кВ ПС «ХТЭЦ» довжиною 0,5 км. Замінено чотири анкерно-кутові опори: № 237 тип УМ-150-8+5, № 238 тип УМ-150-2+10, № 239; 240 тип УМ-150-2+5. Було виконано заміну проводу з АС-185 на АС-240, також грозотросу С-50, ізоляторів та зчіпної арматури.

Друга ділянка довжиною 2,5 км. прогони опор № 212-203. Замінено 9 проміжних металевих опор типу «Рюмка» на ПМ-150-1. Виконано заміну проводу з АС-185 на АС-240, також грозотросу С-50, ізоляторів та зчіпної арматури.

На третьому етапі в 2022 році планується виконати реконструкцію ПЛ загальною протяжністю 5 км на двох ділянках ПЛ.

Перша ділянка прогони опор № 197-203 довжиною 1,645 км. Буде виконано заміну 6 проміжних металевих опор типу «Рюмка» на ПМ-150-1. Виконано заміну проводу з АС-185 на АС-240, також грозотросу С-50, ізоляторів та зчіпної арматури.

Друга ділянка довжиною 3,33 км. прогони опор № 182-194. Буде виконано заміну 6 проміжних металевих опор типу «Рюмка» на ПМ-150-1. Виконано заміну проводу з АС-185 на АС-240, також грозотросу С-50, ізоляторів та зчіпної арматури.

Захід має перехідний характер з 2020-2023 роки, виконання робіт наведено нижче відповідно до Плану-графіка.

Графік виконання робіт ПЛ-150 кВ «Никольська-ХТЭЦ»																	
п/п	Вид робіт	2017	2019	2020	2021	2022										2023	2024
						місяць											
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
1	Розроблення проектно-кошторисної документації	X															
2	Проходження експертної експертизи		X														
3	Проведення тендеру на укладання договору БМР			X	X	X	X	X								X	
4	Укладання договору БМР			X	X			X								X	
5	Закупівля обладнання			X	X				X	X						X	
6	Монтажні роботи			X	X						X	X	X	X	X		

Розрахунок економоефекту:

Економічний ефект для об'єктів електричних мереж, як показник доцільності впровадження заходів інвестиційної програми, термін окупності може бути визначено як:

$$T_{ок.} = K_{заг} / E_{заг},$$

де:

$K_{заг.}$ - загальний обсяг капіталовкладень, передбачений програмою розвитку;

$E_{заг.}$ - сукупний економічний ефект від впровадження заходу.

$$E_{заг.} = D$$

D - дохід, отриманий від збільшення корисного відпуску електроенергії.

Обсяги доходу визначаються із урахуванням річних обсягів передачі електроенергії. Згідно ГКД 340.000.002-97 обсяг передаваної електроенергії за рік рекомендується визначати множенням максимального навантаження на тривалість використання максимуму.

$$D = P_{мах} * T_{мах} * (Ц_{1кл.} + Ц_{2кл.}), \text{ де}$$

$P_{мах.}$ - максимальне навантаження;

$T_{мах.}$ - тривалість максимального навантаження;

$Ц_{1кл.}$ - тариф при транзиті 1 класу;

$Ц_{2кл.}$ - тариф при транзиті 2 класу;

Для АТ "Херсонобленерго" середньорічні показники за 2021 р. дорівнювали:

$Ц_{1кл.} = 294,01$ грн/МВт. (з ПДВ)

$Ц_{2кл.} = 781,25$ грн/МВт. (з ПДВ)

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$D = D_{240} - D_{185}$$

$D_{240} = P_{мах} * T_{мах} * (Ц_{1кл.} + Ц_{2кл.}) = 130 * 2190 * (294,01 + 781,25) = 306\,126\,522$ грн

$D_{185} = P_{мах} * T_{мах} * (Ц_{1кл.} + Ц_{2кл.}) = 110 * 2190 * (294,01 + 781,25) = 259\,030\,134$ грн,

де :

$P_{мах.} = I_{мах.} * U,$

де:

$I_{мах.}$ - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{мах.} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190$ год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

Очікуваний загальний дохід від збільшення пропускної здатності становить:

$$D = 306\,126\,522 - 259\,030\,134 = 47\,096\,388 \text{ грн (з ПДВ)}$$

Загальний обсяг капіталовкладень (Кзаг) згідно затвердженого плану розвитку на 2021-2025 роки становить 87 160 тис.грн (без ПДВ) або 104 592 тис.грн (з ПДВ).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{ок.} = K_{заг} / Д = 104,592 / 47,1 = 2,2 \text{ р.}$$

Термін окупності становить 2 роки.

22.1.2. ПЛ-35 кВ “Геничеськ-Генгорка”

З метою поліпшення схеми електропостачання споживачів, підвищення надійності і зменшення втрат електроенергії планується виконання технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) приведеної повітряної лінії в двоколову. Передбачити перетин проводу 240 мм.

ПЛ-35 кВ «Геничеськ-Генгорка», що знаходиться на ремонтно-експлуатаційному обслуговуванні АТ «Херсонобленерго», була збудована та введена в експлуатацію у 1970 році. Загальна протяжність складає 9,35 км. Провід АС-95. Від даної ПЛ здійснюється електропостачання “Арабатської стрілки”, а саме ПС-35/10 кВ “Генгорка”, “Счастливецово”, “Стрелковое”. В разі, якщо відсутнє живлення з боку ПС-35/10 кВ “Геничеськ” то без живлення залишаються три населені пункти, а в курортний період і пансіонати на узбережжі.

Останніми роками на злеті курортний розвиток “Арабатської стрілки”, значно збільшилась кількість нових приєднань, а збільшення навантажень на існуючу ПЛ призводить до того, що значно зменшується якість та безперебійність електропостачання споживачів.

Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI) розраховується як відношення сумарної тривалості довгих перерв в електропостачанні в точках комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання, за звітний період до загальної кількості точок комерційного обліку електричної енергії за формулою:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k t_i \times n_i}{n_{\square}}, \text{ хв.}$$

де t_i – тривалість i -ї довгої перерви в електропостачанні, хв;

n_i – кількість точок комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання у результаті i -ї довгої перерви в електропостачанні, од.;

k – кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду;

i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i = 1, 2, 3, \dots k$;

n – загальна кількість точок комерційного обліку електричної енергії, од.;

Тривалість переключення споживачів від інших мереж приблизно – 2 год.

$$SAIDI = (2640 * 60 * 2) / 457221 = 0,69 \text{ хв.}$$

У разі виникнення технологічного порушення при яких неможливо буде переключення споживачів від інших мереж тривалістю менш 24 годин сума надання компенсації становитиме $2640 * 200 \text{ грн} = 528 \text{ 000 грн}$.

Враховуючи вище викладене, згідно ТЗ АТ «Херсонобленерго» в 2021 році за рахунок III розроблено проект «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПЛ-35 кВ «Геничеськ-Генгорка» на території Геничеського району Херсонської області».

Відповідний захід передбачений Планом розвитку системи розподілу АТ «Херсонобленерго» на 2022-2026 роки відповідна сторінка та рік БМР-

2.3.1 таблиця 21: Перелік та етапи виконання заходів ПРСР. Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПЛ планується виконати в один етап в 2023 році.

У зв'язку з значним збільшенням кількості нових приєднань, що призводить до збільшення навантажень на існуючу ПЛ проектом буде передбачено збільшення перетину проводу з АС-95 на провід перетином 240 мм, для збільшення надійності, експлуатаційної і ремонтної безпеки проектом буде передбачено заміна опор.

Розрахунок економоефекту:

Економічний ефект для об'єктів електричних мереж, як показник доцільності впровадження заходів інвестиційної програми, термін окупності може бути визначено як:

$$T_{ок.} = K_{заг} / E_{заг},$$

де:

$K_{заг.}$ - загальний обсяг капіталовкладень, передбачений програмою розвитку;

$E_{заг.}$ - сукупний економічний ефект від впровадження заходу.

$$E_{заг.} = D$$

D - дохід, отриманий від збільшення корисного відпуску електроенергії.

Обсяги доходу визначаються із урахуванням річних обсягів передачі електроенергії. Згідно ГКД 340.000.002-97 обсяг передаваної електроенергії за рік рекомендується визначати множенням максимального навантаження на тривалість використання максимуму.

$$D = P_{мах} * T_{мах} * (Ц_{1кл.} + Ц_{2кл.}), \text{ де}$$

$P_{мах.}$ - максимальне навантаження;

$T_{мах.}$ - тривалість максимального навантаження;

$Ц_{1кл.}$ - тариф при транзиті 1 класу;

$Ц_{2кл.}$ - тариф при транзиті 2 класу;

Для АТ «Херсонобленерго» середньорічні показники за 2021 р. дорівнювали:

$Ц_{1кл.} = 294,01$ грн/МВт. (з ПДВ)

$Ц_{2кл.} = 781,25$ грн/МВт. (з ПДВ)

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$Д = Д 240 - Д 95$$

$$Д 240 = P_{\max} * T_{\max} * (\text{Ц 1 кл.} + \text{Ц 2 кл.}) = 130 * 2190 * (294,01 + 781,25) = 306\,126\,522 \text{ грн}$$

$$Д 95 = P_{\max} * T_{\max} * (\text{Ц 1 кл.} + \text{Ц 2 кл.}) = 70 * 2190 * (294,01 + 781,25) = 164\,837\,358 \text{ грн,}$$

де :

$$P_{\max} = I_{\max} * U,$$

де:

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

Очікуваний загальний дохід від збільшення пропускної здатності становить:

$$Д = 306\,126\,522 - 164\,837\,358 = 141\,289\,164 \text{ грн (з ПДВ)}$$

Загальний обсяг капіталовкладень ($K_{\text{заг}}$) згідно затвердженого плану розвитку на 2021-2025 роки становить 18720 тис.грн (без ПДВ) або 22464 тис.грн (з ПДВ).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг}} / Д = 18\,720 / 141\,289 = 0,132 \text{ р.}$$

Термін окупності становить 1,5 місяця

22.1.3. ПЛ-35 кВ “Генгорка-Счастливцево”

З метою поліпшення схеми електропостачання споживачів, підвищення надійності і зменшення втрат електроенергії планується виконання технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) приведеної повітряної лінії в двоколову. Передбачити перетин проводу 185 мм.

ПЛ-35 кВ «Генгорка-Счастливцево», що знаходиться на ремонтно-експлуатаційному обслуговуванні АТ «Херсонобленерго», була збудована та введена в експлуатацію у 1974 році. Загальна протяжність 8,94 км. Провід АС-95. Від даної ПЛ здійснюється електропостачання “Арабатської стрілки”, а саме ПС-35/10 кВ “Счастливцево”, “Стрелковое”. В разі якщо відсутнє живлення з боку ПС-35/10 кВ “Генгорка” то без живлення залишаються три населені пункти, а в курортний період і пансіонати на узбережжі.

Останіми роками на злеті курортний розвиток “Арабатської стрілки”, значно збільшилась кількість нових приєднань, а збільшення навантажень на існуючу ПЛ призводить до того, що значно зменшується якість та безперебійність електропостачання споживачів.

Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI) розраховується як відношення сумарної тривалості довгих перерв в електропостачанні в точках комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання, за звітний період до загальної кількості точок комерційного обліку електричної енергії за формулою

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k t_i \times n_i}{n_{\square}}, \text{ хв.}$$

де t_i – тривалість i -ї довгої перерви в електропостачанні, хв;
 n_i – кількість точок комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання у результаті i -ї довгої перерви в електропостачанні, од.;

k – кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду;

i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i = 1, 2, 3, \dots k$;

n – загальна кількість точок комерційного обліку електричної енергії, од.;

Тривалість переключення споживачів від інших мереж приблизно – 2 год.

$$SAIDI = (2120 \cdot 60 \cdot 2) / 457221 = 0,55 \text{ хв.}$$

У разі виникнення технологічного порушення при яких неможливо буде переключення споживачів від інших мереж тривалістю менш 24 годин сума надання компенсації становитиме $2120 \cdot 200 \text{ грн} = 424\,000 \text{ грн}$.

Враховуючи вище викладене, згідно ТЗ АТ «Херсонобленерго» в 2021 році за рахунок III розроблено проект «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПЛ-35 кВ «Генгорка-Счастливцево» на території Генічеського району Херсонської області».

Відповідний захід передбачений Планом розвитку системи розподілу АТ «Херсонобленерго» на 2022-2026 роки відповідна сторінка та рік БМР-2.3.1 таблиця 21: Перелік та етапи виконання заходів ПРСР. Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПЛ планується виконати в один етап в 2023 році.

У зв'язку з значним збільшенням кількості нових приєднань, що призводить до збільшення навантажень на існуючу ПЛ проектом буде передбачено збільшення перетину проводу з АС-95 на провід перетином 185 мм, для збільшення надійності, експлуатаційної і ремонтної безпеки проектом буде передбачено заміна опор.

Розрахунок економоефекту:

Економічний ефект для об'єктів електричних мереж, як показник доцільності впровадження заходів інвестиційної програми, термін окупності може бути визначено як:

$$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг}} / E_{\text{заг}},$$

де:

$K_{\text{заг.}}$ – загальний обсяг капіталовкладень, передбачений програмою розвитку;

$E_{\text{заг.}}$ – сукупний економічний ефект від впровадження заходу.

$$E_{\text{заг.}} = D$$

D – дохід, отриманий від збільшення корисного відпуску електроенергії.

Обсяги доходу визначаються із урахуванням річних обсягів передачі електроенергії. Згідно ГКД 340.000.002-97 обсяг передаваної електроенергії за рік рекомендується визначати множенням максимального навантаження на тривалість використання максимуму.

$$D = P_{\max} * T_{\max} * (C_{1\text{кл.}} + C_{2\text{кл.}}), \text{ де}$$

P_{\max} .- максимальне навантаження;

T_{\max} . – тривалість максимального навантаження;

$C_{1\text{кл.}}$ – тариф при транзиті 1 класу;

$C_{2\text{кл.}}$.- тариф при транзиті 2 класу;

Для АТ “Херсонобленерго” середньорічні показники за 2021 р. дорівнювали:

$C_{1\text{кл.}} = 294,01 \text{ грн/МВт. (з ПДВ)}$

$C_{2\text{кл.}} = 781,25 \text{ грн/кВт. (з ПДВ)}$

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$D = D_{185} - D_{95}$$

$D_{185} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{1\text{кл.}} + C_{2\text{кл.}}) = 110 * 2190 * (294,01 + 781,25) = 259\,030\,134 \text{ грн}$

$D_{95} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{1\text{кл.}} + C_{2\text{кл.}}) = 70 * 2190 * (294,01 + 781,25) = 164\,837\,358 \text{ грн,}$

де :

$P_{\max} = I_{\max} * U,$

де:

I_{\max} .- допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год. (період максимального навантаження приймається+ вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).}$

Очікуваний загальний дохід від збільшення пропускної здатності становить:

$$D = 259030134 - 164837358 = 94192776 \text{ грн (з ПДВ)}$$

Загальний обсяг капіталовкладень ($K_{\text{заг}}$) становить 17920 тис.грн (без ПДВ) або 21504 тис.грн (з ПДВ).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг}} / D = 17,920 / 94,192 = 0,19 \text{ р.}$$

Термін окупності становить 2,3 місяців

22.1.4. ПЛ-35 кВ “Счастливецово-Стрелковое”

З метою поліпшення схеми електропостачання споживачів, підвищення надійності і зменшення втрат електроенергії планується виконання технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) приведеної повітряної лінії в двоколову. Передбачити марку проводу АС-120.

ПЛ-35 кВ «Счастливецово-Стрелковое», що знаходиться на ремонтно-експлуатаційному обслуговуванні АТ «Херсонобленерго», була збудована та введена в експлуатацію у 1982 році. Загальна протяжність 17,7 км. Провід АС-95. Від даної ПЛ здійснюється електропостачання “Арабатської стрілки”, а саме ПС-35/10 кВ , “Стрелковое”. В разі якщо відсутнє живлення з боку ПС-35/10 кВ “Генгорка” то без живлення залишаються три населені пункти, а в курортний період і пансіонати на узбережжі.

Останніми роками на злеті курортний розвиток “Арабатської стрілки” , значно збільшилась кількість нових приєднань, а збільшення навантажень на існуючу ПЛ призводить до того, що значно зменшується якість та безперебійність електропостачання споживачів.

Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI) розраховується як відношення сумарної тривалості довгих перерв в електропостачанні в точках комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання, за звітний період до загальної кількості точок комерційного обліку електричної енергії за формулою

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k t_i \times n_i}{n_{\square}}, \text{ хв.}$$

де t_i – тривалість i -ї довгої перерви в електропостачанні, хв;

n_i – кількість точок комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання у результаті i -ї довгої перерви в електропостачанні, од.;

k – кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду;

i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i = 1, 2, 3, \dots k$;

n – загальна кількість точок комерційного обліку електричної енергії, од.;

Тривалість переключення споживачів від інших мереж приблизно – 2 год.

$$SAIDI = (843 \cdot 60 \cdot 2) / 457221 = 0,22 \text{ хв.}$$

У разі виникнення технологічного порушення при яких неможливо буде переключення споживачів від інших мереж тривалістю менш 24 годин сума надання компенсації становитиме $843 \cdot 200 \text{ грн} = 168 \text{ 600 грн}$.

Враховуючи вище викладене, згідно ТЗ АТ «Херсонобленерго» в 2021 році за рахунок ІІІ розроблено проект “Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПЛ-35 кВ «Счастливец-Стрелковое” на території Генічеського району Херсонської області”.

Відповідний захід передбачений Планом розвитку системи розподілу АТ «Херсонобленерго» на 2022-2026 роки відповідна сторінка та рік БМР-2.3.1 таблиця 21: Перелік та етапи виконання заходів ПРСР. Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПЛ планується виконати в два етапи в 2022-2023 роках.

Згідно вимог ПУЕ таблиця 2.5.16 проектом передбачено збільшення перетину проводу з АС-95 на провід перетином 120 мм., для збільшення надійності, експлуатаційної і ремонтної безпеки проектом передбачено заміна опор. У зв'язку з тим, що ПЛ частково проходить по сільській місцевості де обмежений простір (забудівлі), проектом передбачити заміну на ізольований провід.

Розрахунок економоефекту:

Економічний ефект для об'єктів електричних мереж, як показник доцільності впровадження заходів інвестиційної програми, термін окупності може бути визначено як:

$$T_{ок.} = K_{заг} / E_{заг},$$

де:

$K_{заг.}$ – загальний обсяг капіталовкладень, передбачений програмою розвитку;

Е заг. – сукупний економічний ефект від впровадження заходу.

$$E \text{ заг.} = Д$$

Д- дохід, отриманий від збільшення корисного відпуску електроенергії.

Обсяги доходу визначаються із урахуванням річних обсягів передачі електроенергії. Згідно ГКД 340.000.002-97 обсяг передаваної електроенергії за рік рекомендується визначати множенням максимального навантаження на тривалість використання максимуму.

$$Д = P_{\text{мах}} * T_{\text{мах}} * (Ц_{1\text{кл.}} + Ц_{2\text{кл.}}), \text{ де}$$

$P_{\text{мах}}$.- максимальне навантаження;

$T_{\text{мах}}$. – тривалість максимального навантаження;

$Ц_{1\text{кл.}}$. – тариф при транзиті 1 класу;

$Ц_{2\text{кл.}}$.- тариф при транзиті 2 класу;

Для АТ “Херсонобленерго” середньорічні показники за 2021 р. дорівнювали:

$Ц_{1\text{кл.}} = 294,01 \text{ грн/МВт. (з ПДВ)}$

$Ц_{2\text{кл.}} = 781,25 \text{ грн/кМт. (з ПДВ)}$

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї ліній дорівнює

$$Д = Д_{120} - Д_{95}$$

$Д_{120} = P_{\text{мах}} * T_{\text{мах}} * (Ц_{1\text{кл.}} + Ц_{2\text{кл.}}) = 85 * 2190 * (294,01 + 781,25) = 200\,159\,649 \text{ грн}$

$Д_{95} = P_{\text{мах}} * T_{\text{мах}} * (Ц_{1\text{кл.}} + Ц_{2\text{кл.}}) = 70 * 2190 * (294,01 + 781,25) = 164\,837\,358 \text{ грн,}$

де :

$P_{\text{мах.}} = I_{\text{мах.}} * U,$

де:

$I_{\text{мах.}}$ - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\text{мах.}} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год. (період максимального навантаження приймається+ вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).}$

Очікуваний загальний дохід від збільшення пропускної здатності становить:

$$Д = 200\,159\,649 - 164\,837\,358 = 35\,322\,291 \text{ грн (з ПДВ)}$$

Загальний обсяг капіталовкладень ($K_{\text{заг}}$) становить 35400 тис.грн (без ПДВ) або 42 480 тис.грн (з ПДВ).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг}} / Д = 35,400 / 35,323 = 1 \text{ р.} \quad \text{Термін окупності становить 1 рік.}$$

22.1.5. ПКД ПЛ-150 кВ «ХТЭЦ-Коммунальная»

ПЛ-150 кВ «ХТЭЦ-Коммунальная», що знаходиться на ремонтно-експлуатаційному обслуговуванні АТ «Херсонобленерго», була збудована та введена в експлуатацію у 1954 році. Від даної ПЛ здійснюється електропостачання ПС-150/35 кВ “ХНПЗ”, “П.Покровка”, “Промышленная”. В разі якщо відсутнє

живлення з боку Каховської ГЕС. Також являється резервним живленням ПС-150/35/10 кВ “ХНПЗ”. При виводі ПЛ в ремонт знижується надійність електропостачання м.Херсон.

В процесі довготривалої експлуатації понад 65 років більшість основних конструктивних елементів цієї лінії зазнали понаднормативного зносу, що значно впливає на стан експлуатації. В особливо критичному стані знаходяться проміжні металеві опори типу ПМТ, які у зв'язку з корозійними процесами втрачають механічну стійкість (особливо в місцях кріплення проводу, грозотросу, а також в місцях кріплення металевих опор до фундаментів, що може призвести до руйнації та падінню металевих опор).

Крім того, відстань прольотів між опорами становить понад 320 метрів замість 150-160 метрів, що призводить до понадмірного тяжіння проводів та навантажень на опори, внаслідок яких відбувається їх інтенсивне руйнування.

Згідно з планом розвитку 2022-2026 планується в 2022 році виконати розробку проектно-кошторисної документації технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПЛ із заміною опор, ізоляторів, грозотросу та проводу згідно ПУЕ на ділянці ПЛ, яка складає 14,97 км. Ділянка довжиною 3,71 км. сумісного підвісу з ПЛ-150 кВ “ХТЭЦ-Никольская” включена в проект реконструкції ПЛ-150 кВ “ХТЭЦ-Никольская”. Також необхідно включити в розробку проектно-кошторисної документації сумісний підвіс з ПЛ-150 кВ “ХНПЗ-Коммунальная” загальною довжиною 5,7 км.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) планується почати в 2024 році.

Розрахунок економоефекту:

Економічний ефект для об'єктів електричних мереж, як показник доцільності впровадження заходів інвестиційної програми, термін окупності може бути визначено як:

$$T_{ок.} = K_{заг} / E_{заг},$$

де:

$K_{заг}$ - загальний обсяг капіталовкладень, передбачений програмою розвитку;

$E_{заг}$ - сукупний економічний ефект від впровадження заходу.

$$E_{заг} = D$$

D - дохід, отриманий від збільшення корисного відпуску електроенергії.

Обсяги доходу визначаються із урахуванням річних обсягів передачі електроенергії. Згідно ГКД 340.000.002-97 обсяг передаваної електроенергії за рік рекомендується визначати множенням максимального навантаження на тривалість використання максимуму.

$$D = P_{мах} * T_{мах} * (Ц_{1кл.} + Ц_{2кл.}), \text{ де}$$

$P_{мах}$ - максимальне навантаження;

- Т max. – тривалість максимального навантаження;
- Ц 1кл. – тариф при транзиті 1 класу;
- Ц 2кл.- тариф при транзиті 2 класу;

Для АТ “Херсонобленерго” середньорічні показники за 2021 р. дорівнювали:
 Ц 1кл. = 294,01 грн/МВт. (з ПДВ)
 Ц 2 кл.= 781,25 грн/МВт. (з ПДВ)

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$Д = Д 240 - Д 95$$

Д 240 = Рmax * Т max*(Ц 1кл.+Ц 2 кл.) =130*2190*(294,01+781,25)= 306 126 522 грн.

Д 185= Рmax * Т max*(Ц 1кл.+Ц 2 кл.) =110*2190*(294,01+781,25)= 259 030 134 грн.

де :

Р max.=I max.* U,

де:

I max.- допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

Т max. = 6 год. *365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

Очікуваний загальний дохід від збільшення пропускної здатності становить:

$$Д = 306 126 522 - 259 030 134 = 47 096 388 \text{ грн (з ПДВ)}$$

Загальний обсяг капіталовкладень (Кзаг) згідно затвердженого плану розвитку на 2022-2026 роки становить 59 610 тис.грн (без ПДВ) або 71 532 тис.грн (з ПДВ).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$Т \text{ ок.} = Кзаг / Д = 71,53 / 47,096 = 1,5 \text{ р.}$$

Термін окупності становить півтора роки.

22.1.6. ПЛ-150 кВ «ХНПЗ-П.Покровка»

ПЛ-150 кВ «ХНПЗ-П.Покровка», що знаходиться на ремонтно-експлуатаційному обслуговуванні АТ «Херсонобленерго», була збудована та введена в експлуатацію у 1954 році. Термін експлуатації ПЛ складає 65 років. Від даної ПЛ здійснюється електропостачання ПС-35/10 кВ східної частини Херсонської області. Іншим джерелом живлення цього енерговузла є ПЛ-150 кВ “П.Покровка - Октябрская”.

Для збільшення надійності, експлуатаційної і ремонтної безпеки проектом передбачено збільшення перетину проводу з АС-185 на АС-240 згідно вимог ПУЕ, повна заміна опор, блискавкозахисного троса і зчипної арматури в зв'язку з фізичним зносом, обумовленим тривалим терміном експлуатації. Згідно ГКД 34.20.661-2003 “ Правила організації технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій і мереж”. Про це свідчить листи інженерного огляду ПЛ проміжних металевих опор типу ПТМ ; П6М; в кількості

31 шт., а також анкерно-кутових опор різних типів АМТ; УМТ30; У1М; У2М; У2М2 в кількості 18 шт. знаходяться в незадовільному стані.

Враховуючи вищевикладене, у 2023 р. планується розробка проектної документації, а в 2024-2029 роки технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПЛ-150 кВ «ХНПЗ-П.Покровка» в Херсонській області.

Технічним переоснащенням (заміна одиниць та вузлів) передбачається заміна металевих опор, проводу перетином АС-185 мм на провод перетином АС-240 мм., заміна ізоляції та зчіпної арматури

При виводі ПЛ в ремонт знижується надійність електропостачання м.Херсон.

Економічний ефект для об'єктів електричних мереж, як показник доцільності впровадження заходів інвестиційної програми, термін окупності може бути визначено як:

$$T_{ок.} = K_{заг} / E_{заг},$$

де:

$K_{заг}$ - загальний обсяг капіталовкладень, передбачений програмою розвитку;

$E_{заг}$ - сукупний економічний ефект від впровадження заходу.

$$E_{заг} = D$$

D - дохід, отриманий від збільшення корисного відпуску електроенергії.

Обсяги доходу визначаються із урахуванням річних обсягів передачі електроенергії. Згідно ГКД 340.000.002-97 обсяг передаваної електроенергії за рік рекомендується визначати множенням максимального навантаження на тривалість використання максимуму.

$$D = P_{мак} * T_{мак} * (Ц_{1кл.} + Ц_{2кл.}), \text{ де}$$

$P_{мак}$ - максимальне навантаження;

$T_{мак}$ - тривалість максимального навантаження;

$Ц_{1кл.}$ - тариф при транзиті 1 класу;

$Ц_{2кл.}$ - тариф при транзиті 2 класу;

Для АТ "Херсонобленерго" середньорічні показники за 2021 р. дорівнювали:

$Ц_{1кл.} = 294,01$ грн/МВт. (з ПДВ)

$Ц_{2кл.} = 781,25$ грн/МВт. (з ПДВ)

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$D = D_{240} - D_{185}$$

$D_{240} = P_{мак} * T_{мак} * (Ц_{1кл.} + Ц_{2кл.}) = 130 * 2190 * (294,01 + 781,25) = 306\,126\,522$ грн

$D_{185} = P_{мак} * T_{мак} * (Ц_{1кл.} + Ц_{2кл.}) = 110 * 2190 * (294,01 + 781,25) = 259\,030\,134$ грн,

де :

$P_{\max.} = I_{\max.} \cdot U$,

де:

$I_{\max.}$ - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max.} = 6 \text{ год.} \cdot 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

Очікуваний загальний дохід від збільшення пропускної здатності становить:

$$D = 306\,126\,522 - 259\,030\,134 = 47\,096\,388 \text{ грн (з ПДВ)}$$

Загальний обсяг капіталовкладень (Кзаг) згідно затвердженого плану розвитку на 2022-2026 роки становить 44 550 тис.грн (без ПДВ) або 53 460 тис.грн (з ПДВ).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг}} / D = 53,460 / 47,1 = 1,13 \text{ р.}$$

Термін окупності становить 1,5 роки.

22.1.7. ПЛ-150 кВ «Н.Троицк-Н.Тимофеевка 1, 2»

ПЛ-150 кВ «Н.Троицк-Н.Тимофеевка 1, 2», що знаходиться на ремонтно-експлуатаційному обслуговуванні АТ «Херсонобленерго», була збудована та введена в експлуатацію у 1977 році. Від даної ПЛ здійснюється електропостачання насосних станцій для зрошення земель в Н.Троїцькому, Каховському, Іванівському та Чаплинському районів. В аварійному режимі, іншим джерелом живлення цього енерговузла є тільки ПЛ-35 кВ.

В процесі експлуатації більшість основних конструктивних елементів цієї лінії зазнали понаднормативного зносу, що значно впливає на технічний стан. ПЛ побудована двоколова на стійках СК-22.1-1.0 з перерізом проводу АС-240. В результаті стихійних явищ відбувались руйнування опор. Для попередження в подальшому аварійних ситуацій з приводу руйнування опор, згідно з планом розвитку планується в 2023 році виконати розробку проектно-кошторисної документації технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПЛ із облаштуванням додатково в анкерних прогонах розвантажувальних анкерних опор.

Технічне переоснащення (заміну одиниць та вузлів) планується почати 2027-2030 роки.

22.1.8. ПЛ-150 кВ «Н.Троицк-Партизаны»

В процесі довготривалої експлуатації ПЛ-150 кВ з 1970 року в районі опор № 120-№ 141 з полів зрошення утворилося озеро. Не зважаючи на те, що у 1986 році в цьому районі була збудована ДНС-1, яка перекачувала воду з затопленої ділянки в озеро «Сиваш» опори ПЛ-150 кВ постійно знаходились в заболоченій місцевості. Із-за відсутності під'їзду до опор не має можливості проведення робіт по капітальному ремонту та технічному обслуговуванню ПЛ.

Декілька залізобетонних опор типу ПБ-150-1 потребують заміни по технічному стану (наявність тріщин, сколів). ПЛ-150 кВ «Н.Троицк-Партизаны» системообразуюча лінія яка має стратегічне значення в енергопостачанні

споживачів Генічеського, Н.Троїцького, Іванівського, Каховського районів Херсонської області, в т.ч. і насосних станцій зрошення.

У серпні 2012 року дією буревію було зруйновано опори № 131,132. У зв'язку з відсутністю можливості проїзду спецтехніки до місця робіт, відновлювальні роботи тривали п'ять днів, при цьому знадобилося будівництво тимчасової насипної дороги. На цей період довелося ввести графіки обмежень для об'єктів зрошення, оскільки створився дефіцит потужностей 25 МВт.

Враховуючи дану ситуацію планується на 2023 рік виконати розробку проектно-кошторисної документації а в 2024-2028 роки технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПЛ-150 кВ «Н.Троїцк-Партизаны» з виносом ділянки опор № 120 - 141 5,7 км з заболоченої місцевості. Загальна довжина ПЛ складає 47,17 км.

22.1.9. ПЛ-150 кВ “Ж.Порт-Чулаковка”

Останіми роками на злеті курортний розвиток Причорномор'я, а саме с.Ж.Порт. Значно збільшилась кількість нових приєднань, а збільшення навантажень на існуючу ПЛ призводить до того, що значно зменшується якість та безперебійність електропостачання споживачів.

Враховуючи дану ситуацію, планом розвитку планується в 2026 році виконати розробку проектно-кошторисної документації на будівництво ПЛ-150 кВ «Ж.Порт-Чулаковка», що дасть змогу забезпечення споживачів якісним та безперебійним електропостачанням . Загальна довжина ПЛ складає 27 км.

22.2. Підстанції 35-150 кВ

В “Програмі перспективного розвитку електричних мереж АТ “Херсонобленерго” передбачається виконання комплексу заходів з поліпшення технічного стану підстанцій 150-35 кВ шляхом будівництва, реконструкції та технічного переоснащення елементів системи розподілу.

ПС 150-35 кВ ПС 150/35/6кВ «ХНПЗ».

На сьогоднішній день розподіл електричної енергії до споживачів значної частини м.Херсон здійснюється від ПС 150/35/6кВ „ХНПЗ”. Від с.ш. 35 кВ цієї підстанції здійснюється резервування споживачів, які живляться від ПС 150/35/10кВ «Промышленная», які в свою чергу живлять центральну частину м. Херсон зі споживачами першої категорії.

На ПС 150/35/6кВ „ХНПЗ”. встановлено два силові трансформатора типу ТДТГ-60000/150 (диспетчерські найменування 1Т та 2Т) 1968 та 1969 років виготовлення відповідно.

Дані трансформатори експлуатуються вже впродовж 50-ти років і на теперішній час мають 96% завантаженості з врахуванням діючих «договорів на постачання електроенергії». Основним споживачем I категорії є «Херсонський НПЗ» (нафтопереробний завод) з дозволеною потужністю 95,716 МВт.

Силовим тр-рам 1Т та 2Т у 2006 та у 2007 роках відповідно було проведено капітальний ремонт. При цьому було виявлено, що ізоляція має критичні значення за результатами вимірів і має тенденцію до їх погіршення, для контролю їх параметрів взято на більш частий контроль. Також залишковий ресурс твердої ізоляції трансформаторів складає 18% що вказує на те що у будь який час ізоляція обмоток може бути пошкоджена і це може призвести до аварійної ситуації.

Силовому тр-р 2Т у 2007 році було проведено капітальний ремонт. При цьому було виявлено, що ізоляція має критичні значення за результатами вимірів і має тенденцію до їх погіршення, для контролю його параметрів взято на більш частий контроль. Також залишковий ресурс твердої ізоляції трансформатора складає 18% що вказує на те що у будь який час ізоляція обмоток може бути пошкоджена і це може призвести до аварійної ситуації.

Беручі до уваги те, що обидва трансформатори не мають регулювання під навантаженням (за відсутності РПНа), це не дає можливості забезпечення якісного розподілу електроенергії споживачам як на стороні 35 кВ так і на стороні 6 кВ.

Також на ПС 150/35/6кВ “ХНПЗ” знаходяться у незадовільному стані залізобетонні портали на ВРП 150 кВ та ВРП-35кВ, які мають продольні, поперечні тріщини та оголену арматуру, що може привести до їх руйнування та падіння і створює загрозу життю та здоров’ю обслуговуючого персоналу і знижує надійність з розподілу електроенергії та безпеку експлуатації обладнання даної ПС. (Див. Фото1 та Фото2).

ПС 150/35/6кВ "ХНПЗ" забезпечує живлення споживачів I і II категорії по повітряним та кабельним лініям 35кВ. В мережах кабельних ліній 35кВ, що живляться від даної підстанції найчастіше виникають однофазні замикання на “землю”, під час яких створюється дугове замикання на землю. Однофазне дугове

замикання в свою чергу супроводжується короткочасним підвищенням напруги вище номінальної напруги мережі 35кВ, що і завдає максимальних збитків, при пошкодженнях - із ладу виходять кабелі, силове обладнання. Величина струму однофазного замикання на землю залежить від сумарної ємності кабельних та повітряних ліній 35кВ і необхідність облаштування ДГР регламентовано нормативними документами в залежності від величини струму замикання на землю. Так, у відповідності до вимог ПУЕ в мережі 35кВ при струмі замикання на землю більше 10 А потрібно встановлювати ДГР.

Станом на 22.06.2018г. при роботі мереж по схемі нормального режиму СНР (В роботі 1Т, ВМС-35 увімкнений, увімкнені всі ф-ра 35 кВ, крім «Заводская-1» і «Заводская-2») величина ємнісного струму мереж 35кВ складає 12,2 А.

Для компенсації ємнісного струму застосовуються 2 реактора типу ЗРОМ 550/35 зі ступеневим перемиканням індуктивності та межами компенсації 12,3-24А.

У цьому випадку при необхідності застосування ремонтних режимів, а саме:

1. Додатково до СНР увімкнений ф.35 Заводская-2. (варіант 1)

По ф.35 Заводская-2 розриви на:

- СР-35-2 на ПС Заводская;
- ЛР-35 Заводская-2 на ПС Промышленная;
- РЛ-34 и СР-35-1 на ПС Днепровская;
- РЛ-34 и СВВ-35 на ПС Комсомольская.

Значення ємнісного струму складе 53,6 А;

2. Додатково до СНР увімкнений ф.35 Заводская-2 (варіант№ 2)

По ф.35 Заводская-2 розриви на:

- СР-35-2 на ПС Заводская;
- ЛР-35 Заводская-2 на ПС Промышленная;
- РЛ-34 и СР-35-1 на ПС Днепровская;
- ЛР-35 Комсомольска-2 на ПС ХТЭЦ (через 2-гу сш-35 на ПС Комсомольская

проходить транзит на ПЛ-35-Комсомольская-2.

Значення ємнісного струму складе 71,1 А;

3. Додатково до СНР увімкнений ф.35 Заводская-1. (варіант-1)

По ф.35 Заводская-1 розриви на:

- СР-35-2 на ПС Заводская;
- ЛР-35 Заводская-1 на ПС Промышленная;
- РЛ-33 и СР-35-1 на ПС Днепровская;
- РЛ-33 и СВВ-35 на ПС Комсомольская.

Значення ємнісного струму складе 53,6 А;

4. Додатково до СНР увімкнений ф.35 Заводская-1 (варіант№2)

По ф.35 Заводская-2 розриви на:

- СР-35-2 на ПС Заводская;
- ЛР-35 Заводская-1 на ПС Промышленная;
- РЛ-33 и СР-35-1 на ПС Днепровская;
- ЛР-35 Комсомольска-1 на ПС ХТЭЦ (через 1-ю сш-35 на ПС Комсомольская

проходить транзит на ПЛ-35-Комсомольская-1.

Значення ємнісного струму складе 63,85 А;

5. Додатково до СНР увімкнений ф.35 Заводская-1 (варіант№1), ф.35 Заводская-2 (варіант№1).

Значення ємнісного струму складе 95,01 А;

6. Додатково до СНР увімкнений ф.35 Заводская-1 (варіант№2), ф.35

Заводская-2 (варіант№2).

Значення ємнісного струму складе 122,75 А;

7. Додатково до СНР увімкнений ф.35 Заводская-1 (варіант№1), ф.35 Заводская-2 (варіант№2).

Значення ємнісного струму складе 112,5 А;

8. Додатково до СНР увімкнений ф.35 Заводская-1 (варіант№2), ф.35 Заводская-2 (варіант№1).

Значення ємнісного струму складе 105,25 А.

Застосування ДГР недопустимо у зв'язку з перевищенням меж зони регулювання.

При підключенні до мереж 35кВ підстанції двох кабелів типу 3*XLPE-1x500, орієнтовною довжиною 5,5 км, додатковий ємнісний струм складе 31,9 А на кожен секцію, сумарно з існуючими значеннями 76 А (при СНР), що значно перевищує межі регулювання ДГР як при використанні схеми нормального режиму, так і при ремонтних схемах.

Компенсація замикання ємнісного струму на землю в даних мережах за допомогою дугогасного реактора є безконтактним засобом гасіння заземлюючої дуги, мета якого - зменшення струму замикання на землю через місце пошкодження до мінімальних значень і забезпечення надійного дугогасіння в місці пошкодження; обмеження перенапруг, що виникають при дугових замиканнях на землю, до значень, безпечних для ізоляції експлуатованого обладнання; плавне відновлення напруги на пошкодженій фазі після гасіння заземлюючої дуги, що сприяє відновленню діелектричних властивостей місця пошкодження і тим самим збереження якості електроенергії у споживачів.

На даний час у складі ВРП-35кВ на ПС 150/35/6кВ «ХНПЗ» близько 50 років експлуатуються 12 масляних вимикача 35кВ типу МКП-35/1000, які мають значний механічний знос, що знижує надійність експлуатації даної ПС та надійність розподілу електроенергії всього регіону та споживачів 1-ї категорії, які живляться від цієї ПС. У разі пошкодження даних вимикачів або пошкодження їх окремих вузлів — відновлення роботоспроможності практично неможливе, так як більшість запчастин на даний тип вимикачів відсутні у зв'язку з зняттям їх з виробництва.

З метою зниження коефіцієнту SAIDI, підвищення надійності розподілу електроенергії та безпеки експлуатації обладнання, керуючись вимогами ПУЕ, АТ „Херсонобленерго” планує виконати заміну масляних вимикачів 35кВ на ПС 150/35/6кВ „ХНПЗ” на вакуумні вимикачі 35кВ в комплекті з трансформаторами струму 35кВ.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 150/35/6кВ “ХНПЗ”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами), а саме:

- в 2022 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для заміни на ПС 150/35/6кВ “ХНПЗ” силових трансформаторів 1Т та 2Т типу ТДТГ-60000/150, які застаріли та технічний ресурс яких вичерпано, на силові трансформатори типу ТДТН-63000/150;

- в 2024 році технічне переоснащення (заміни одиниць та вузлів) ПС 150кВ “ХНПЗ” із заміною порталів на ВРУ-35-150 кВ та системи блискавкозахисту підстанції;
- в 2024 році технічне переоснащення (заміни одиниць та вузлів) ПС 150кВ “ХНПЗ” силового трансформатора 2Т типу ТДТГ-60000/150 на силовий трансформатор типу ТДТН-63000/150;
- в 2023 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ДГР-35кВ;
- в 2025 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 150кВ “ХНПЗ” силового трансформатора 1Т типу ТДТГ-60000/150 на силовий трансформатор типу ТДТН-63000/150;
- в 2025 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 150кВ “ХНПЗ” ДГР-35кВ.

ПС 150/35/10кВ «Бериславская».

ПС 150/35/10 кВ “Бериславская” було побудовано та введено в експлуатацію в 1984 р. Встановлені на даній ПС масляні вимикачі 10кВ типу ВМПЭ-10/630 знаходяться в експлуатації вже близько 30 років. Ремонтний запас запчастин до них цілком відсутній, тому що вимикачі зняті з виробництва. З огляду на ці фактори, устаткування має сильну пошкодженість, викиди газо-масляної суміші при аварійних відключеннях приводять до розвитку аварії, при цьому крім вимикача ушкоджувались і елементи каркасу та інше обладнання комірок (трансформатори струму, прохідні та опорні ізолятори). В теперішній час комірки знаходиться в незадовільному технічному стані, що не забезпечує надійний розподіл електроенергії до споживачів, створює загрозу для обслуговуючого персоналу та не забезпечує надійний захист від проникнення тварин. Проведення відновлювального ремонту комірок економічно недоцільне, так як необхідна заміна як електротехнічного обладнання, так і елементів каркасу та обшивки.

Враховуючи технічний стан комірок КРУ-2-10 на ПС 150/35/10 кВ “Бериславская”, з метою зниження коефіцієнту SAIDI, підвищення надійності розподілу електроенергії та безпеки експлуатації обладнання, керуючись вимогами ПУЕ, АТ „Херсонобленерго” планує виконати заміну комірок КРУ-2-10 з масляними вимикачами 10кВ на комірки більш сучасного типу з вакуумними вимикачами 10кВ.

На даний час у складі ВРП-35кВ на ПС 150/35/10кВ «Бериславская» близько 30 років експлуатуються 4 масляних вимикача 35кВ типу МКП-35/1000, які мають значний механічний знос, що знижує надійність експлуатації даної ПС та надійність розподілу електроенергії всього регіону та споживачів 1-ї категорії, які живляться від цієї ПС. У разі пошкодження даних вимикачів або пошкодження їх окремих вузлів — відновлення роботоспроможності практично неможливе, так як більшість запчастин на даний тип вимикачів відсутні у зв'язку з зняттям їх з виробництва.

З метою зниження коефіцієнту SAIDI, підвищення надійності розподілу електроенергії та безпеки експлуатації обладнання, керуючись вимогами ПУЕ, АТ „Херсонобленерго” планує виконати заміну масляних вимикачів 35кВ на ПС 150/35/10кВ „Бериславская” на вакуумні вимикачі 35кВ в комплекті з трансформаторами струму 35кВ.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго”

передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 150/35/10кВ “Бериславская”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами), а саме:

- в 2023 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) масляних вимикачів 35кВ, які застаріли та технічний ресурс яких вичерпано на вакуумні вимикачі 35кВ;

- в 2024 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-35кВ з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ;

- в 2025 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів)комірок 10 кВ з масляними вимикачами, які застаріли та технічний ресурс яких вичерпано на комірки з вакуумними вимикачами.

- в 2026 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)комірок 10 кВ з масляними вимикачами на комірки з вакуумними вимикачами.

ПС 150/35/10кВ «Цюрупинская».

ПС 150/35/10 кВ “Цюрупинская” було побудовано та введено в експлуатацію в 1981 р. Встановлені на даній ПС масляні вимикачі 10кВ типу ВМПЭ-10/630 та ВКЭ-М20/630 знаходяться в експлуатації вже близько 40 років. Ремонтний запас запчастин до них цілком відсутній, тому що даний тип вимикачів знятий з виробництва. З огляду на ці фактори, устаткування має сильну пошкодженість, викиди газо-масляної суміші при аварійних відключеннях приводять до розвитку аварії, при цьому крім вимикача ушкоджувались і елементи каркасу та інше обладнання комірок (трансформатори струму, прохідні та опорні ізолятори). В теперішній час комірки знаходиться в незадовільному технічному стані, що не забезпечує надійний розподіл електроенергії до споживачів, створює загрозу для обслуговуючого персоналу та не забезпечує надійний захист від проникнення тварин. Проведення відновлювального ремонту комірок економічно недоцільне, так як необхідна заміна як електротехнічного обладнання, так і елементів каркасу та обшивки.

Враховуючи технічний стан комірок КРУ-2-10 на ПС 150/35/10 кВ “Цюрупинская”, з метою зниження коефіцієнту SAIDI, підвищення надійності розподілу електроенергії та безпеки експлуатації обладнання, керуючись вимогами ПУЕ, АТ, „Херсонобленерго” планує виконати заміну комірок КРУ-2-10 з масляними вимикачами 10кВ на комірки більш сучасного типу з вакуумними вимикачами 10кВ.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 150/35/10кВ “Цюрупинская”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу

(зокрема апаратними засобами), а саме:

- в 2025 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для ПС 150/35/10кВ “Цюрупинская” технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) комірок 10 кВ з масляними вимикачами, які застаріли та технічний ресурс яких вичерпано, на комірки з вакуумними вимикачами.

ПС 150/35/10кВ «Промышленная».

Тенденція стійкого зростання навантажень електроспоживання соціальної і комунально-побутової сфери м. Херсона, що намітилася останніми роками, в даний час привела до створення дефіциту резервних встановлених потужностей, що забезпечують покриття зростання навантаження існуючих споживачів і можливість приєднання нових абонентів.

В даний час живлення ПС 35/6кВ «Дзержинская» здійснюється кабельними відпайками від ПЛ-35кВ «Промышленная -Карантинная-1,2» від якої заживлені ще три підстанції (ПС 35/10кВ “Сухарная”, ПС 35/6кВ “Кошечая” та ПС 35/10кВ “Силикатная”). При цьому, якщо питання приєднання додаткового навантаження до кожної з підстанцій ще якоюсь мірою можна вирішувати шляхом збільшення встановленої потужності силових трансформаторів на них, то пропускна спроможність єдиної живлячої їх ПЛ-35 кВ «Промышленная -Карантинная-1,2» вичерпана і не дозволяє цю потужність збільшувати. Сумарне навантаження по ПЛ-35кВ „Промышленная-Карантинная-1,2” в зимовий період не дозволяє виконувати виведення в ремонт одного із ланцюгів ПЛ, що не дає можливості забезпечення проведення регламентного ремонтно-експлуатаційного обслуговування та приведення ПЛ до нормованого технічного стану. Крім того, при виведенні обладнання ПС 35/6кВ «Дзержинская» в ремонт для відключення кабельних відпайок, від яких заживлена підстанція, необхідно відключати ПЛ-35 кВ «Промышленная -Карантинная-1,2». Ці обставини дуже ускладнюють, а інколи роблять неможливим проведення ремонтно-профілактичних робіт на даній ПС, що спричиняє собою погіршення її технічного стану.

Для вирішення цієї проблеми та з метою зниження коефіцієнту SAIDI, підвищення надійності розподілу електроенергії та безпеки експлуатації обладнання, керуючись вимогами ПУЕ, планується облаштування 2-х КЛ-35кВ ПС-150/35/10кВ "Промышленная"-ПС-35/6кВ "Дзержинская" від підстанції 150кВ «Промышленная» з технічним переоснащенням ВРП-35кВ.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 150/35/10кВ “Промышленная”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами), 3) підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги, а саме:

- в 2024 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) комірок 35 кВ для

перезаведення 2-х КЛ 35 кВ від КП-6, КП-7 живлення (ПС 35/6 "Дзержинская")
- в 2025 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРУ-35 кВ із
облаштуванням БСК-35 кВ ПС 150/35/10 кВ "Промышленная"

ПС 150/35/10кВ «П.Покровская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1971 році. ВРУ 150 кВ підстанції виконано за нетиповою схемою «Місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів та ремонтною перемичкою зі сторони ліній» та ввімкнена відпайкою в транзит 150 кВ «ХНПЗ - Октябрьская».

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Лінії Л-814 та Л-820 на ПС 150/35/10кВ "П. Покровская" мають найвищий коефіцієнт SAIDI (0,12%), що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є заміна комірок з масляними вимикачами 10кВ Л-814 та Л-820 на комірки з вакуумними вимикачами 10кВ для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI. Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) ліній Л-814 та Л-820 більш ніж у 50% - є успішним.

Релейні шафи 1 та 2 С.Ш. 10кВ укомплектовані захистом який складається з одного ступіню МСЗ з використанням електронних реле типу РС80-М2-14, і електромеханічного захисту від замикань на землю з дією на сигнал.

Аналіз аварійних відключень комірок 10кВ ПС150/35/10кВ «П.Покровская» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикачів 10 кВ, включно з такими функціями, як направлені багатоступеневі захисти, АПВ і обчислення відстані до місця пошкодження по ПЛ-10кВ

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 10кВ необхідно облаштувати комірки 10кВ ПС 150/35/10кВ «П.Покровская» пристроями типу РС83-АВЗ (або аналог), які мають згадані вище функції.

Також на підстанції встановлюється система телемеханіки з підключенням до нього запроєктованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикачів, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК РЕМ. Для передачі телемеханічної інформації будується два канали передачі даних - основний та резервний.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В квітні 2017 року було обстежено ПС 150/35/10кВ «П.Покровская» та складено [ДЕФЕКТНИЙ АКТ\(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ\)](#) від 12.04.2017 р для визначення обсягів робіт з заміни комірок з масляними вимикачами 10кВ на комірки з вакуумними вимикачами 10кВ комірок 1 та 2 С.Ш.10кВ з заміною електромеханічних захистів на

МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ розроблено проектно-кошторисну документацію “Технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 150/35/10кВ «П.Покровская» з заміною комірок з масляними вимикачами 10кВ на комірки з вакуумними вимикачамм 10кВ з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА” було виготовлено у 2017 році.

До інвестиційної програми на 2023 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 2200 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 5456 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$$5456 * 6 \text{ годин} = 32736 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$В \text{ лік.} = 1,68 * 32736 = 54996,48 \text{ грн.}$$

Також слід враховувати, що споживачі залишаться знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 1164 та юридичних 108 загалом 1250 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$$В \text{ компенс.} = 1164 * 200 \text{ грн} + 108 * 400 \text{ грн} = 276000 \text{ грн.}$$

$$В \text{ експ.} = В \text{ компенс.} + В \text{ лік.} = 276000 + 54996,48 = 330996,48 \text{ грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$Ток = 2200 \text{ 000} / 330996,48 = 6,6 \text{ років.}$$

Таким чином, процес заміни масляних вимикачів 10кВ на вакуумні вимикачі 10кВ комірок 1 та 2 С.Ш.10 кВ з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

На даний час у складі ВРП-35кВ на ПС 150/35/10кВ «П.Покровская» близько 47 років експлуатуються 12 масляних вимикачів 35кВ типу МКП-35/1000 та близько 37 років 1 масляний вимикач типу С-35-М-630-10-У1 які мають значний механічний знос, що знижує надійність експлуатації даної ПС та надійність розподілу електроенергії у всьому регіоні зі споживачами 1-ї категорії які живляться від цієї ПС. У разі пошкодження даних вимикачів або пошкодження їх окремих вузлів — відновлення роботоспроможності практично неможливе, так як більшість запчастин на даний тип вимикачів відсутні у зв'язку з зняттям їх з виробництва.

З метою зниження коефіцієнту SAIDI, підвищення надійності розподілу електроенергії та безпеки експлуатації обладнання, керуючись вимогами ПУЕ, АТ „Херсонобленерго” планує виконати заміну масляних вимикачів 35кВ на ПС 150/35/10кВ „П.Покровская” на вакуумні вимикачі 35кВ в комплекті з трансформаторами струму 35кВ.

ПС 150/35/10кВ "П.Покровская" забезпечує живлення споживачів I і II категорії по повітряним лініям 35кВ, в яких виникають однофазні замикання на “землю”, під час яких створюється дугове замикання на землю. Однофазне дугове замикання в свою чергу супроводжується короткочасним підвищенням напруги вище номінальної напруги мережі 35кВ, що і завдає максимальних збитків, при пошкодженнях - із ладу виходять кабелі, силове обладнання. Величина струму однофазного замикання на землю залежить від сумарної ємності кабельних та

повітряних ліній 35кВ і необхідність облаштування ДГР регламентовано нормативними документами в залежності від величини струму замикання на землю. Так, у відповідності до вимог ПУЕ в мережі 35кВ при струмі замикання на землю більше 10 А потрібно встановлювати ДГР.

Компенсація замикання ємнісного струму на землю в даних мережах за допомогою дугогасного реактора є безконтактним засобом гасіння заземлюючої дуги, мета якого - зменшення струму замикання на землю через місце пошкодження до мінімальних значень і забезпечення надійного дугогасіння в місці пошкодження; обмеження перенапруг, що виникають при дугових замиканнях на землю, до значень, безпечних для ізоляції експлуатованого обладнання; плавне відновлення напруги на пошкодженій фазі після гасіння заземлюючої дуги, що сприяє відновленню діелектричних властивостей місця пошкодження і тим самим збереження якості електроенергії у споживачів.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 150/35/10кВ “П.Покровская”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами), а саме:

- в 2023 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-150/35/10кВ „П.Покровская” з заміною комірок 10 кВ в ЗРП-10кВ;

- в 2023 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-150/35/10кВ „П.Покровская” з переобладнанням ВРП-35кВ;

- в 2025 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-150/35/10кВ „П.Покровская” з заміною ДГР-35.

ПС 150/35/10кВ «Виноградovo».

ПС 150/35/10 кВ „Виноградovo” - двотрансформаторна транзитна підстанція з встановленою потужністю 80 МВА, була введена в експлуатацію в 1964 р.

ПС 150/35/10кВ "Виноградovo" забезпечує живлення споживачів I і II категорії по повітряним лініям 35кВ, в яких виникають однофазні замикання на “землю”, під час яких створюється дугове замикання на землю. Однофазне дугове замикання в свою чергу супроводжується короткочасним підвищенням напруги вище номінальної напруги мережі 35кВ, що і завдає максимальних збитків, при пошкодженнях - із ладу виходять кабелі, силове обладнання. Величина струму однофазного замикання на землю залежить від сумарної ємності кабельних та повітряних ліній 35кВ і необхідність облаштування ДГР регламентовано нормативними документами в залежності від величини струму замикання на землю. Так, у відповідності до вимог ПУЕ в мережі 35кВ при струмі замикання на землю більше 10 А потрібно встановлювати ДГР.

Станом на 22.06.2019р. при роботі мереж ПС 150/35/10кВ "Виноградovo" по схемі нормального режиму СНР величина ємнісного струму мереж 35кВ 1СШ складає 27,737А, а 2СШ-15,331А.

Компенсація замикання ємнісного струму на землю в даних мережах за

допомогою дугогасного реактора є безконтактним засобом гасіння заземлюючої дуги, мета якого - зменшення струму замыкання на землю через місце пошкодження до мінімальних значень і забезпечення надійного дугогасіння в місці пошкодження; обмеження перенапруг, що виникають при дугових замыканнях на землю, до значень, безпечних для ізоляції експлуатованого обладнання; плавне відновлення напруги на пошкодженій фазі після гасіння заземлюючої дуги, що сприяє відновленню діелектричних властивостей місця пошкодження і тим самим збереження якості електроенергії у споживачів.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ «Херсонобленерго» передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 150/35/10кВ «Виноградово», та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами), а саме:

- в 2023 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 150/35/10кВ «Виноградово» з заміною ДГР-35кВ;

- в 2025 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 150/35/10кВ «Виноградово» з заміною ДГР-35кВ.

ПС 150/35/10кВ «Н.Алексеевка».

ПС 150/35/10кВ «Н.Алексеевка» (інв.№009152) загальною потужністю 50МВ*А (2 силових тр-ра 150кВ по 25МВ*А), було введено в експлуатацію у 1980 році. ВРП-150кВ діє за нетиповою схемою два блоки лінія трансформатор з відділювачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній електропередавання. ПС має одну живлячу лінію 150кВ ВЛ-150-Н.Троицк.

ЗРП-10кВ на ПС 150/35/10кВ «Н.Алексеевка» діє за типовою схемою "Одна одиночна, секціонована вимикачем, система шин».

ВРП-35кВ на ПС 150/35/10кВ «Н.Алексеевка» діє за типовою схемою «Одна секціонована вимикачем система шин». В даний час у складі ВРП-35кВ на ПС 150/35/10кВ «Н.Алексеевка» експлуатуються 9 масляних вимикачів 35кВ типу С-35/630 (2шт- ввідних, 1-секційний та 5-лінійних), які мають значний механічний знос, що знижує надійність експлуатації даної ПС та надійність електропостачання всього регіону та споживачів 1-ї категорії які живляться від цієї ПС. У разі пошкодження даних вимикачів або пошкодження їх окремих вузлів — відновлення роботоспроможності практично неможливе, так як більшість запчастин на даний тип вимикачів відсутні у зв'язку з зняттям їх з виробництва.

Також є необхідність заміни роз'єднувачів 35кВ типу РНДЗ-35/600 на роз'єднувачі сучасного типу з полімерною ізоляцією та заміною залізобетонних опорних конструкцій під роз'єднувачами 35кВ на металеві опорні конструкції захищеними від корозії методом гарячого цинкування. На даний час залізобетонні опорні конструкції під роз'єднувачами 35кВ мають продільні тріщини, а в деяких місцях оголену арматуру, що може привести до руйнування цих опорних конструкцій. Самі роз'єднувачі 35кВ мають значний механічний знос контактної та привідної частин, що знижує надійність експлуатації даної ПС.

Лінійні, секційний та шинні залізобетонні портали на ВРП-35кВ, мають продільні і поперечні тріщини та оголену арматуру, що може привести до руйнування цих порталів, що також знижує надійність забезпечення електропостачання споживачів. У зв'язку з цим необхідно передбачити заміну вищевказаних порталів на металеві які захищені від корозії методом гарячого цинкування, що забезпечить їх тривалу та надійну експлуатацію без витрат на відновлення антикорозійного покриття.

В квітні 2020 року було обстежено ПС 150/35/10кВ „Н.Алексеевка” та складено ДЕФЕКТНИЙ АКТ(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ) від 10.04.2020р для визначення обсягів робіт з проектування.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ заплановано розробку проектно-кошторисної документації “Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП - 35кВ ПС-150/35/10кВ „Н.Алексеевка”” за рахунок інвестиційної програми 2022 згідно програми розвитку АТ „Херсонобленерго” 2022-2026 р було виготовлено у 2020 році.

Для визначення витрат на технічне переоснащення ПС-150/35/10кВ „Н.Алексеевка” у 2020 році виконано проектно-кошторисну документацію з технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-35 кВ. Вартість виготовлення проектно-кошторисної документації склала 573,73 тис.грн.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 28000 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійному відключенні та післяаварійного ремонту МВ-35 кВ, з огляду на вартість обладнання, що ушкоджується при цьому, у середньому, складає близько 85 000 грн.

Витрати на експлуатацію і післяаварійний ремонт складають:

Вид обслуговування	Періодичність	Сума,грн.
1. Поточний ремонт	1 раз на 1 рік	2400
2. Капітальний ремонт	1 раз на 1 рік	8800
3. Післяаварійний ремонт (із заміною пошкоджених ізоляторів, контактних ножів)	за необхідністю	85 000
Разом:		88 000 грн.

Для 9 шт МВ-35 затрати складають В рем. =9 шт* 88 000 = 792000 грн.

Експлуатація вакуумного вимикача протягом усього терміну експлуатації не вимагає практично ніяких витрат.

Вид обслуговування	Періодичність	Сума,грн.
--------------------	---------------	-----------

1.Технічне обслуговування	1 раз на рік	350
2. Поточний ремонт	1 раз на 3 роки	450

Ліквідації одного відключення займає - до 12 годин.

1 година відключення дорівнює у середньому по 1Т або 2Т (25 МВА) – 24000 кВт завантаженість майже 90 % від номіналу.

$24000 * 12 \text{ годин} = 288\,000 \text{ кВт г}$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$V \text{ лік.} = 1,68 * 288\,000 = 483\,840 \text{ грн.}$

Середня ушкодженість їх за минулі роки – 4 раз на рік.

Таким чином, $V \text{ лік.} = 4 * 483\,840 = 1\,935\,360 \text{ грн.}$

$V \text{ експ.} = V \text{ рем} + V \text{ лік.} = 792\,000 + 1\,935\,360 = 2\,727\,360 \text{ грн.}$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$T_{ок} = 28000000 / 2\,727\,360 = 10,3 \text{ років.}$

Таким чином, процес заміни масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні вимикачі 35кВ з облаштуванням сучасних пристроїв захисту є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

На даний час у складі ЗРП-10кВ на ПС 150/35/10кВ «Н.Алексеевка» близько 38 років експлуатуються 9 лінійних комірок типу К-ХІІ, К-ХХVІ та КРУ-2-10 з масляними вимикачами 10кВ типу ВМПЭ-10/630. Враховуючи значний знос під час довготривалої експлуатації більшості вузлів та елементів як самих комірок так і комутаційних апаратів, які потребують заміни та відсутності запчастин до даного типу вимикачів, виникла необхідність заміни цих комірок на комірки сучасного типу в комплекті з вакуумними вимикачами 10кВ. За роки існування вказане обладнання неодноразово пошкоджувалось, за відсутності повної номенклатури запчастин його експлуатаційний ресурс повністю не відновлювався.

В теперішній час комірки 10 кВ знаходиться в незадовільному технічному стані, що не забезпечує надійний розподілу електроенергії до споживачів та створює загрозу небезпеки для обслуговуючого персоналу.

Проведення відновлювального ремонту економічно недоцільне, так як необхідна заміна як електротехнічного обладнання, так і елементів керування і вторинних кіл.

Для запобігання такої ситуації програмою розвитку заплановано проведення технічного переоснащення ВРП-35 кВ та ЗРП-10 кВ ПС 150/35/10кВ «Н.Алексеевка».

Облаштування вакуумних вимикачів 35кВ в комплекті з трансформаторами струму та роз'єднувачами з полімерною ізоляцією на металевих опорних конструкціях захищеними від корозії методом гарячого цинкування дасть змогу уникнення знеструмлення живлячих ліній 35кВ, що значно підвищить надійність розподілу електроенергії всього регіону.

Заміна порталів на металеві, які захищені від корозії методом гарячого цинкування, забезпечить їх тривалу та надійну експлуатацію без витрат на відновлення антикорозійного покриття та надійне кріплення натяжних та підвісних

ізоляторів разом з ошинуванням.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану та зниження коефіцієнту SAIDI ПС 150/35/10кВ “Н.Алексеевка”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами), а саме:

- в 2022 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-150/35/10кВ “Н.Алексеевка” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ;

- в 2023 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для заміни комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірочки сучасного типу з вакуумними вимикачами;

- в 2025 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-150/35/10кВ “Н.Алексеевка” з заміною комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірочки сучасного типу з вакуумними вимикачами.

ПС 150/35/10кВ «Рубановка».

В теперішній час в мережі 150 кВ АТ „Херсонобленерго” на підстанції 150/35/10кВ „Рубановка” з 1974 року в експлуатації знаходяться два комплекти ОД/КЗ-150кВ, які встановлені в ланцюгах приєднань силових трансформаторів 1Т та 2Т. В процесі довготривалої експлуатації обладнання відпрацювало свій нормативний механічний та комутаційний ресурс, у зв'язку з чим не відповідає вимогам надійності та безпеки експлуатації, що вимагаються від обладнання такого рівня. Відновлення механічного та комутаційного ресурсів практично неможливе із-за відсутності повного комплексу запасних частин до даного типу обладнання.

При включенні КЗ-150-1Т або КЗ-150-2Т дією захисту, знеструмлюється ПЛ-150кВ “Чкалово” - єдина живляча лінія 150 кВ до якої підключено два силових трансформатори 1Т та 2Т і споживачі I та II категорії, які заживлені від них, як на стороні 35кВ так і на стороні 10кВ в В.Лепетихському та Іванівському районах.

На стороні 35кВ встановлено 8 масляних вимикачів типу С-35/630 (1974 року виготовлення), які експлуатуються вже близько 45 років та мають значний механічний знос, що знижує надійність експлуатації даної ПС та надійність розподілу електроенергії всього регіону зі споживачами 1-ї категорії, які живляться від цієї ПС. У разі пошкодження даних вимикачів або пошкодження їх окремих вузлів — відновлення роботоспроможності практично неможливе, так як більшість запчастин на даний тип вимикачів відсутні у зв'язку з зняттям їх з виробництва.

З метою зниження коефіцієнту SAIDI, підвищення надійності розподілу електроенергії та безпеки експлуатації обладнання, керуючись вимогами ПУЕ, АТ „Херсонобленерго” планує виконати заміну масляних вимикачів 35кВ на ПС 150/35/10кВ „Рубановка” на вакуумні вимикачі 35кВ в комплекті з трансформаторами струму 35кВ.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 150/35/10кВ “Рубановка”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і

направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами), а саме:

- в 2022 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-35кВ з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ;

- в 2023 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-150кВ з заміною ОД/КЗ-150кВ на елегазові вимикачі 150кВ в комплекті з трансформаторами струму 150кВ;

- в 2024 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-35кВ з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.

ПС 150/35/10кВ «Промбаза».

ПС 150/35/10кВ „Промбаза” - двотрансформаторна підстанція з встановленою потужністю 50 МВА, була введена в експлуатацію в 1968 р. Дана підстанція забезпечує розподіл електроенергії до частини населення м. Каховка та багатьох підприємств розташованих в промзоні м. Каховка таких як “Хлібзавод”, завод “ЗБВ”, КОЕМЗ, “Судносервіс”, “Рефдепо”, “Водозабор” та інші.

На стороні 10 кВ в ЗРП-10кВ на 1, 2, 3 та 4 с.ш.-10кВ встановлено комірки типу КМ-1Ф з масляними вимикачами типу ВК-10/1600 та ВК-10/630, які експлуатуються вже на протязі близько 20 років. За роки існування вказане обладнання неодноразово пошкоджувалось, а за відсутності повної номенклатури запчастин його експлуатаційний ресурс повністю не відновлювався.

Проведення відновлювального ремонту економічно недоцільне та неможливе так як необхідна заміна, як електротехнічного обладнання, так і елементів керування і вторинних кіл.

Враховуючи відсутність мережі резервного живлення споживачів ПС 150/35/10кВ „Промбаза”, з метою підвищення надійності розподілу електроенергії, зниження коефіцієнту SAIDI та безпеки експлуатації обладнання, керуючись вимогами ПУЕ, АТ”, „Херсонобленерго” планує виконати заміну комірок 10 кВ типу КМ-1Ф на 150/35/10кВ „Промбаза” на комірки 10кВ сучасного типу з вакуумними вимикачами 10кВ.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 150/35/10кВ “Промбаза”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами), а саме:

- в 2022 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ЗРП-10кВ з заміною комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ сучасного типу з вакуумними вимикачами;

- в 2024 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-

150/35/10кВ “Промбаза” з заміною комірок 10кВ з масляними вимикачами які застаріли та технічний ресурс яких вичерпано, на комірки 10кВ сучасного типу з вакуумними вимикачами.

ПС 150/35/10кВ «ГНС-КОС».

В теперішній час в основній мережі 150 кВ АТ „Херсонобленерго” на підстанції 150/35/10кВ „ГНС- КОС” з 1973 року в експлуатації знаходяться відокремлювачі 150кВ в комплекті з короткозамикачами 150кВ від яких заживлено по 2 силових трансформатора. В процесі довготривалої експлуатації обладнання відпрацювало свій нормативний механічний та комутаційний ресурс, у зв’язку з чим не відповідає вимогам надійності та безпеки експлуатації, що вимагаються від обладнання такого рівня. Відновлення механічного та комутаційного ресурсів практично неможливе із-за відсутності повного комплексу запасних частин до даного типу обладнання.

Облаштування елегазових вимикачів 150кВ в комплекті з трансформаторами струму дасть змогу уникнення знеструмлення живлячих ліній 150 кВ, що значно підвищить надійність розподілу електроенергії всього регіону. Для підвищення надійності експлуатації обладнання ПС 150/35/10 кВ “ГНС КОС” та розподілу електроенергії до споживачів І категорії планується провести технічне переоснащення ПС 150/35/6 кВ “ГНС КОС” з заміною короткозамикачів та відокремлювачів 150 кВ на елегазові вимикачі 150кВ в комплекті з трансформаторами струму 150кВ та облаштування секційного елегазового вимикача 150кВ в комплекті з трансформаторами струму 150кВ.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 150/35/10кВ “ГНС-КОС”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об’єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами), а саме:

- в 2023 році заміна ОД/КЗ-150кВ, які застаріли та технічний ресурс яких вичерпано, на елегазові вимикачі 150кВ в комплекті з трансформаторами струму 150кВ.

ПС 150/35/6кВ «ГНС-СОС».

ПС 150/35/6 кВ „ГНС-СОС” - однострансформаторна підстанція з встановленою потужністю 25 МВА, яка була введена в експлуатацію в 1990 р. На ПС 150/35/10кВ „ГНС-СОС” встановлено силовий трансформатор 2Т типу ТДТН-25000/150 1988 року виготовлення.

Даний силовий трансформатор експлуатується вже 30 років. На силовому трансформаторі 2Т в даний час встановленні високовольтні вводи 150кВ типу ГМТА-45-150-630 мають граничні значення по результатам виміру. Також дані вводи мають місця розгерметизації, що веде до постійного витоку масла у бак трансформатора. Враховуючи те, що ремонт у межах Товариства не можливий, а тільки у спеціалізованих майстернях - є доцільним провести їх заміну на сучасні

вводи з RIP-ізоляцією.

Згідно з проектним рішенням на ПС 150/35/6кВ “ГНС-СОС” в 1990 році в ЗРП-6кВ встановлено комірки типу КРН-10-У1 в кількості бшт до складу яких входять 4 масляних вимикачів 10кВ типу ВПМЭ-10/3150 (2шт.), ВКЭ-10/1600 (1шт.) та ВКЭ-10/630 (1шт.). За роки існування, а це близько 29 років, вказане обладнання неодноразово пошкоджувалось, а за відсутності повної номенклатури запчастин його експлуатаційний ресурс повністю не відновлювався, що на даний час не забезпечує надійний розподіл електроенергії до споживачів та створює загрозу для обслуговуючого персоналу. Проведення відновлювального ремонту даних комірок та обладнання економічно недоцільне, так як необхідна заміна як електротехнічного обладнання, так і елементів каркасу та обшивки.

Враховуючи відсутність мережі резервного живлення споживачів ПС 150/35/6 кВ „ГНС-СОС”, з метою підвищення надійності розподілу електроенергії та безпеки експлуатації обладнання, зниження коефіцієнту SAIDI та керуючись вимогами ПУЕ, АТ „Херсонобленерго” планує на ПС 150/35/6 кВ „ГНС-СОС” виконати заміну комірок типу КМ-1 та КМ-1М з масляними вимикачами 10кВ на комірки 10кВ сучасного типу з вакуумними вимикачами.

В березні 2021 року було обстежено ПС 150/35/6 кВ “ГНС СОС” та складено [ДЕФЕКТНИЙ АКТ\(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ\)](#) від 12.03.2021р для визначення обсягів робіт з заміни високовольтних вводів 150кВ силового трансформатора 2Т (ТДТН-25000/150).

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 150/35/6кВ “ГНС-СОС”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами), а саме:

- в 2022 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 150/35/6 кВ "ГНС СОС" з заміною високовольтних вводів силового трансформатора 2Т;
- в 2024 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 150/35/6кВ “ГНС-СОС” з заміною комірок 6кВ з масляними вимикачами, які застаріли та технічний ресурс яких вичерпано на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.
- в 2026 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 150/35/6кВ “ГНС-СОС” з заміною комірок 6кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.

ПС 150/35/10кВ «Дудчино».

ПС 150/35/10 кВ „Дудчино” - двотрансформаторна транзитна підстанція з встановленою потужністю 80 МВА, була введена в експлуатацію в 1968 р. На ПС 150/35/10кВ „Дудчино” встановлено 2 силові трансформатори типу ТДТН-40000/150 1Т-1985, 2Т-1980 року виготовлення.

Дані силові трансформатори експлуатуються понад 35 років. В літній період зрошення з квітня по жовтень місяць дані силові тр-ри живлять насосні станції розташовані в Каховському, Чаплинському та Н.Троїцькому районах, які є

споживачами 2-ї категорії, і мають завантаженість по 1Т понад 90 %, а по 2Т понад 100%. За таких умов завантаження силові трансформатори на період роботи зрошувальних систем постійно працюють в паралельному режимі, що дуже ускладнює, а інколи робить неможливим проведення ремонтно-експлуатаційних робіт на даній ПС, що спричиняє собою погіршення її технічного стану.

Згідно з проектним рішенням на ПС 150/35/10кВ “Дудчино” в 1987 році встановлено комплектно-розподільчий пристрій 10 кВ з комірками типу КРН-10-У1 в кількості 11шт до складу яких входять 7 масляних вимикачів 10кВ типу ВПМ-10/630. За роки існування, а це близько 32 років, вказане обладнання неодноразово пошкоджувалось, а за відсутності повної номенклатури запчастин його експлуатаційний ресурс повністю не відновлювався, що не забезпечує надійний розподіл електроенергії до споживачів та створює загрозу для обслуговуючого персоналу.

Проведення відновлювального ремонту КРН-10 економічно недоцільне, так як необхідна заміна ,як електротехнічного обладнання, так і елементів каркасу та обшивки КРН-10.

Враховуючи відсутність мережі резервного живлення споживачів ПС 150/35/10 кВ „Дудчино”, з метою підвищення надійності розподілу електроенергії та безпеки експлуатації обладнання, зниження коефіцієнту SAIDI та керуючись вимогами ПУЕ, АТ „Херсонобленерго” планує виконати заміну КРН-10 кВ типу КРН-10-У1 з масляними вимикачами 10кВ на ПС 150/35/10 кВ „Дудчино” на КРПЗ-10кВ сучасного типу з вакуумними вимикачами.

На сьогоднішній день для компенсації реактивної потужності на ПС «Дудчино» є необхідність облаштування статичної конденсаторної батареї БСК відкритого типу напругою 35кВ.

Компенсація реактивної потужності, в даний час, є важливим чинником який дозволяє вирішити питання енергозбереження та зниження споживання реактивної енергії на підприємстві.

Значна кількість споживачів електроенергії на стороні 35 кВ, які живляться від 1 та 2 с.ш. 35 кВ ПС 150/35/10кВ «Дудчино», є зрошувальні ПС 35кВ з електричними машинами (трансформаторами), в яких змінний магнітний потік пов'язаний з обмотками. Реактивна енергія потрібна для намагнічування обмоток електричних машин. Внаслідок цього в обмотках при протіканні змінного струму індукуються реактивні е.д.с. зрушення по фазі (f) між напругою і струмом. Це зрушення по фазі звичайно збільшується, а $\cos(f)$ зменшується при малому навантаженні. Наприклад, якщо $\cos(f)$ двигунів змінного струму при повному навантаженні складає 0,75-0,80, то при малому навантаженні він зменшиться до 0,20-0,40. Малонавантажені трансформатори також мають низький $\cos(f)$. Тому, якщо не застосовувати компенсацію реактивної потужності, то результуючий коефіцієнт потужності ($\cos f$) енергетичної системи буде низький і струм навантаження без компенсації реактивної потужності, збільшуватиметься при одній і тій же споживаній з мережі активній потужності. Відповідно, при компенсації реактивної потужності, струм який споживається з мережі знижується, залежно від $\cos(f)$ на 30-50%, відповідно зменшується нагрів провідних дротів, старіння ізоляції і знижується споживання реактивної енергії.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 150/35/10кВ “Дудчино”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і

направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи її моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії, а саме:

- в 2023 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) та технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) у 2026 році на ПС 150/35/10кВ "Дудчино" із заміною комірок КРН-10, які застаріли та технічний ресурс яких вичерпано з масляними вимикачами 10кВ на КРПЗ-10кВ з вакуумними вимикачами 10кВ;

- в 2025 технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 150/35/10 кВ "Дудчино" з заміною силового трансформатора 2Т 40МВ*А на тр-р 63МВ*А.

- в 2025 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРУ-35кВ з облаштуванням БСК-35кВ;

ПС 150/35/10кВ «Н.Троицкая».

ПС 150/35/10кВ "Н.Троицкая" забезпечує живлення споживачів I і II категорії по повітряним лініям 35кВ, в яких виникають однофазні замикання на "землю", під час яких створюється дугове замикання на землю. Однофазне дугове замикання в свою чергу супроводжується короткочасним підвищенням напруги вище номінальної напруги мережі 35кВ, що і завдає максимальних збитків, при пошкодженнях - із ладу виходять кабелі, силові обладнання. Величина струму однофазного замикання на землю залежить від сумарної ємності кабельних та повітряних ліній 35кВ і необхідність облаштування ДГР регламентовано нормативними документами в залежності від величини струму замикання на землю. Так, у відповідності до вимог ПУЕ в мережі 35кВ при струмі замикання на землю більше 10 А потрібно встановлювати ДГР.

Станом на 22.06.2018г. при роботі мереж ПС 150/35/10кВ "Н.Троицкая" по схемі нормального режиму СНР величина ємнісного струму мереж 35кВ 1СШ складає 11,24А, а 2СШ-18,2А.

Компенсація замикання ємнісного струму на землю в даних мережах за допомогою дугогасного реактора є безконтактним засобом гасіння заземлюючої дуги, мета якого - зменшення струму замикання на землю через місце пошкодження до мінімальних значень і забезпечення надійного дугогасіння в місці пошкодження; обмеження перенапруг, що виникають при дугових замиканнях на землю, до значень, безпечних для ізоляції експлуатованого обладнання; плавне відновлення напруги на пошкодженій фазі після гасіння заземлюючої дуги, що сприяє відновленню діелектричних властивостей місця пошкодження і тим самим збереження якості електроенергії у споживачів.

Стаціонарні акумуляторні батареї, що встановлені на ПС 150/35/10кВ «Н.Троицкая» типу Sonnenschein A704/280 (54шт.), які експлуатуються з 2010 року, використовуються як незалежне джерело живлення силових ланцюгів вмикання приводів вимикачів 150, 35 та 10кВ, ланцюгів керування обладнанням і ланцюгів релейного захисту, автоматики та сигналізації ПС.

В 2025 році вже буде вичерпано експлуатаційний ресурс АБ, який встановлено підприємством-виробником 15 років. У зв'язку з цим виникає необхідність заміни

на ПС 150/35/10кВ «Н.Троицкая» типу Sonnenschein A704/280 (54шт.) на батарею такого ж типу або аналог.

Проведення цих робіт обумовлена в першу чергу неможливістю експлуатації устаткування ПС без постійного оперативного струму живлення ланцюгів захисту, тому що при цьому будь-яке порушення в режимі роботи устаткування може привести до масштабної аварії і значних матеріальних збитків.

Акумуляторні батареї типу Sonnenschein A704/280 виготовлені за технологією “dryfit”, з желеподібним електролітом. Перевага в виборі цього типу АБ над іншими обумовлена наступними їх особливостями:

- можливість коротких режимів розрядів, особливо високими струмами;
- відсутність необхідності обслуговування протягом всього терміну експлуатації – 15 років;
- відсутність необхідності розміщення АБ у спеціальному приміщенні.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 150/35/10кВ “Н.Троицкая”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами), а саме:

- в 2024 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 150/35/10кВ “Н.Троицкая” з облаштуванням ДГР-35кВ;
- в 2025 році на ПС 150/35/10кВ “Н.Троицкая” заміна акумуляторної батареї 280А/ч.

ПС 150/35/10кВ «Н.Тимофеевка».

На даний час у складі ВРП-150 кВ на ПС 150/35/10кВ “Н.Тимофеевка” експлуатуються 2 силових трансформатори 150кВ загальною потужністю 80 МВА, релейний захист яких на стороні ВН організовано з застосуванням комплектів короткозамикачів 150кВ та відокремлювачів 150кВ, у разі спрацьовування яких відключаються вимикачі живлячих ліній 150 кВ (Н.Троицкая-1 та Н.Троицкая-2).

В процесі довготривалої експлуатації (близько 40 років) дане обладнання відпрацювало свій нормативний механічний та комутаційний ресурс, у зв'язку з чим не відповідає вимогам надійності та безпеки експлуатації, що вимагаються від обладнання такого рівня. Відновлення механічного та комутаційного ресурсів практично неможливе із-за відсутності повного комплексу запасних частин до даного типу обладнання.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) елегазових вимикачів 150кВ в комплекті з трансформаторами струму 150кВ в комірках силових трансформаторів 1Т та 2Т значно підвищить надійність розподілу електроенергії всього регіону.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 150/35/10кВ “Н.Тимофеевка”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності

електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2023 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-150кВ з заміною ОД/КЗ-150кВ на елегазові вимикачі 150кВ в комплекті з трансформаторами струму 150кВ;

- в 2025 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-150кВ ПС 150/35/10кВ “Н.Тимофеевка” з заміною ОД-150 на елегазові вимикачі та заміна тр-рів струму.

ПС 150/35/10кВ «Чулаковка».

ПС 150/35/10 кВ „Чулаковка” - двотрансформаторна транзитна підстанція з встановленою потужністю 50 МВА, була введена в експлуатацію в 1972 р.

ПС 150/35/10кВ "Чулаковка" забезпечує живлення споживачів I і II категорії по повітряним лініям 35кВ, в яких виникають однофазні замикання на “землю”, під час яких створюється дугове замикання на землю. Однофазне дугове замикання в свою чергу супроводжується короткочасним підвищенням напруги вище номінальної напруги мережі 35кВ, що і завдає максимальних збитків, при пошкодженнях - із ладу виходять кабелі, силове обладнання. Величина струму однофазного замикання на землю залежить від сумарної ємності кабельних та повітряних ліній 35кВ і необхідність облаштування ДГР регламентовано нормативними документами в залежності від величини струму замикання на землю. Так, у відповідності до вимог ПУЕ в мережі 35кВ при струмі замикання на землю більше 10 А потрібно встановлювати ДГР.

Компенсація замикання ємнісного струму на землю в даних мережах за допомогою дугогасного реактора є безконтактним засобом гасіння заземлюючої дуги, мета якого - зменшення струму замикання на землю через місце пошкодження до мінімальних значень і забезпечення надійного дугогасіння в місці пошкодження; обмеження перенапруг, що виникають при дугових замиканнях на землю, до значень, безпечних для ізоляції експлуатованого обладнання; плавне відновлення напруги на пошкодженій фазі після гасіння заземлюючої дуги, що сприяє відновленню діелектричних властивостей місця пошкодження і тим самим збереження якості електроенергії у споживачів.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 150/35/10кВ “Чулаковка”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами), а саме:

- в 2026 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 150/35/10кВ “Чулаковка” з заміною ДГР-35кВ;

- в 2027 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 150/35/10кВ “Чулаковка” з заміною ДГР-35кВ.

- в 2026 році заміна ОД/КЗ-150кВ на елегазові вимикачі 150кВ в комплекті з трансформаторами струму 150кВ.

ПС 35/10кВ «Сухарная».

Підстанція введена в експлуатацію в 1973 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блоки ліній трансформатор з відділювачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній електропередавання» та живиться від ПЛ-35кВ «Промышленная-1» та ПЛ-35кВ «Промышленная-2».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

В даний час у складі ЗРП-35 кВ ПС 35/10кВ „Сухарная” експлуатуються 2 силових трансформатори встановленою потужністю 20 МВА, релейний захист яких на стороні ВН організовано з застосуванням комплектів короткозамикачів та відокремлювачів, у разі спрацювання яких відключаються вимикачі постачальних ліній 35 кВ. Це приводить до знеструмлення ПЛ-35кВ-Промышленная 1 або Промышленная-2 від яких живляться ПС 35кВ “Дзержинская”, ПС 35кВ “Кошева” та ПС 35кВ “Силикатная”, що значно зменшує надійність та якість електропостачання споживачів в тому числі 1-ї категорії. ОД/КЗ-35кВ на ПС 35/10кВ „Сухарная” експлуатуються вже 43-и роки та мають моральний і фізичний знос, що недопустимо згідно ПТЕ та інших нормативних документів.

Облаштування вакуумних вимикачів 35кВ, в комплекті з трансформаторами струму 35кВ на 1 та 2 СШ-35кВ замість ОД/КЗ-35кВ, дасть змогу уникнення знеструмлення постачальних ліній 35 кВ, що значно підвищить надійність електропостачання значної частини м.Херсона.

Реалізація цього заходу технічне переоснащення ПС-35/10кВ „Сухарная” з заміною ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ з облаштуванням пристроїв РЗА. Заміна панелей електро-механічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА, забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ “Сухарная” та складено [ДЕФЕКТНИЙ АКТ\(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ\)](#) від 17.03.2021р для визначення обсягів робіт з технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-35/10кВ „Сухарная” з заміною ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ. З облаштуванням пристроїв РЗА, заміною панелей електро-механічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ розроблено проектно-кошторисну документацію “Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «Сухарная» з заміною ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ. З технічним переоснащенням (заміною одиниць та вузлів) пристроїв РЗА. Заміна панелей електро-механічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.” було виготовлено господарським способом у 2021 році.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 6300 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним

способом у сумі 4300 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 46270,36 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$$46270,36 * 6 \text{ годин} = 277622,16 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$В \text{ лік.} = 1,68 * 277622,16 = 466405,23 \text{ грн.}$$

Також слід враховувати, що споживачі залишаться знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 11248 та юридичних 347 загалом 11595 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$$В \text{ компенс.} = 11248 * 200 \text{ грн} + 347 * 400 \text{ грн} = 363760 \text{ грн.}$$

$$В \text{ експ.} = В \text{ компенс.} + В \text{ лік.} = 363760 + 466405,23 = 830165,23 \text{ грн}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$Ток = 4300000 / 830165,23 = 5,2 \text{ років.}$$

Таким чином, процес заміни масляного вимикача 10кВ на вакуумний вимикач 10кВ комірки Л-1013 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/10кВ “Сухарная”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2022 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Сухарная” з заміною ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.

ПС 35/6кВ «Островная».

На сьогоднішній день електропостачання значної кількості споживачів м.Херсона, серед яких також є споживачі 1 категорії, здійснюється від ПС 35/6 кВ „Островная”.

Підстанція введена в експлуатацію в 1965 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блоки ліній трансформатор з відділювачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній електропередавання» та живиться від ПЛ-35кВ “Карантинная-Бетонверфь-1” та ПЛ-35кВ “Карантинная-Бетонверфь-2”

РУ-6 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

В даний час у складі ВРП-35 кВ ПС 35/6кВ „Островная” експлуатуються 2 силових трансформатори загальною потужністю 20 МВА, релейний захист яких на стороні ВН організовано з застосуванням комплектів короткозамикачів та відокремлювачів 35кВ, у разі спрацьовування яких відключаються вимикачі живлячих ліній 35 кВ. Це приводить до знеструмлення ПЛ-35кВ-Карантинная-

Бетонверфь-1 або Карантинная-Бетонверфь-2 від яких живляться ПС 35кВ “Бетонверфь” та ПС 35кВ “Островная”, що значно зменшує надійність та якість розподілу електроенергії до споживачів в тому числі 1-ї категорії. ОД/КЗ-35кВ на ПС 35/6кВ „Островная” експлуатуються вже 53-и роки та мають моральний і фізичний знос, що недопустимо згідно ПТЕ та інших нормативних документів.

Облаштування вакуумних вимикачів 35кВ, в комплекті з трансформаторами струму 35кВ на 1 та 2 СШ-35кВ замість ОД/КЗ-35кВ, дасть змогу уникнення знеструмлення постачальних ліній 35 кВ, що значно підвищить надійність розподілу електроенергії значної частини м.Херсона, значно знизить коефіцієнт SAIDI та підвищить безпеку експлуатації обладнання.

Силовий трансформатор 1Т експлуатується вже в продовж 53-х років та на теперішній час у квітні 2019 році йому було проведено капітальний ремонт, при цьому було виявлено, що ізоляція має критичні значення за результатами вимірів і має тенденцію до їх погіршення, для контролю його параметрів взято на більш частий контроль. Також залишковий ресурс твердої ізоляції трансформатора складає 32,5%, що вказує на значне зниження механічної та діелектричної міцності твердої ізоляції. За цих умов у будь-який час ізоляція обмоток може бути пошкоджена що призведе до виходу трансформатора з ладу.

На теперішній час силовий трансформатор 1Т має 75% завантаженості за результатами режимних замірів з врахуванням діючих «договорів на постачання електроенергії» та реалізованих ТУ (технічних умов), що приблизно складає 6,5 МВт. В тому числі існує договір зі споживачем «СМАРТ-МЕРІТАЙМ ГРУП» (Херсонський Суднобудівний завод) з дозволеною потужністю 7,3 МВт

Також потрібно взяти до уваги те, що силовий трансформатор 1Т не має регулювання під навантаженням із-за розукомплектованого та несправного привода РПНа, що не дає можливості у забезпеченні якості електроенергії споживачам на стороні 6 кВ.

В лютому 2020 року було обстежено ПС 35/6 кВ “Островная” та складено [ДЕФЕКТНИЙ АКТ\(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ\)](#) від 11.02.2020р для визначення обсягів робіт з технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-35/6 кВ „Островная” з заміною силового трансформатора типу ТДН-10000/35 на ТДНС-10000/35.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» [ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ](#) розроблено проектно-кошторисну документацію “Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/6 кВ «Островная» з заміною силового трансформатора типу ТДН-10000/35 на ТДНС-10000/35.” було виготовлено господарським способом у 2020 році. Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 6900 тис.грн. До інвестиційної програми на 2023 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 6900 тис.грн.

Економічне обтрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійному відключенні яке може статися в будь який час і витратах часу на заміну силового трансформатора потрібно 5 діб.

$$5 * 24 = 120 \text{ годин.}$$

1 година відключення дорівнює у середньому по 1Т (10 МВА) - 9000 кВт завантаженість майже 90 % від номіналу.

$$9000 * 120 \text{ годин} = 1\ 080\ 000 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

В лік. = $1,68 * 1\ 680\ 000 = 1\ 814\ 400$ грн.

Для постійного контролю стану ізоляції трансформатору виникає необхідність у проведенні вимірів трансформатора. Виїзд бригади Служби ізоляції коштує компанії 1185,89 грн.

Загальні витрати на вимірювання за рік складають:

В рем = $1\ 185,89 * 2 \text{ рази} * 60 \text{ днів} = 142\ 306,8$ грн.

В ексц. = В рем + В лік. = $142\ 306,8 + 1\ 814\ 400 = 1\ 956\ 706,8$

При вартості нового силового трансформатора типу ТДНС-1000/35 термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

Ток = $6\ 900\ 000 / 1\ 956\ 706,8 = 3,5$ роки.

Таким чином, процес заміни силового трансформатора типу ТДН-10000/35 на ТДНС-10000/35, що відпрацював свій ресурс, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

В даний час у складі ВРП-35 кВ ПС 35/6 кВ „Островная” експлуатуються 2 силових трансформатори встановленою потужністю 20 МВА, релейний захист яких на стороні ВН організовано з застосуванням комплектів короткозамикачів та відокремлювачів, у разі спрацювання яких відключаються вимикачі постачальних ліній 35 кВ. Це приводить до знеструмлення ПЛ-35кВ Карантинная-Бетонверфь-1 або ПЛ-35кВ Карантинная-Бетонверфь-2 від яких живляться ПС 35кВ „Островная”, ПС 35кВ „Бетонверфь” та стороною 6 кВ ПС 35/6 кВ „Кошевая”, що значно зменшує надійність та якість електропостачання споживачів в тому числі 1-ї категорії. ОД/КЗ-35кВ на ПС 35/6 кВ „Островная” експлуатуються вже 55 роки та мають моральний і фізичний знос, що недопустимо згідно ПТЕ та інших нормативних документів.

Облаштування вакуумних вимикачів 35кВ, на 1 та 2 СШ-35кВ замість ОД/КЗ-35кВ, дасть змогу уникнення знеструмлення постачальних ліній 35 кВ, що значно підвищить надійність електропостачання значної частини м.Херсона.

Реалізація цього заходу ПС-35/6 кВ „Островная” з заміною ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ з технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) пристроїв РЗА, забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 6 кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В лютому 2021 року було обстежено ПС 35/6 кВ „Островная” та складено [ДЕФЕКТНИЙ АКТ\(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ\)](#) від 11.02.2021р для визначення обсягів робіт з технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-35/6 кВ „Островная” з заміною ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ. З облаштуванням пристроїв РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ розроблено проектно-кошторисну документацію „Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/6 кВ «Островная» з заміною ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ з облаштуванням пристроїв РЗА, Заміна панелей електро-механічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.” було виготовлено господарським способом у 2020 році. Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 6200 тис.грн. До інвестиційної програми на 2023 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом

у сумі 6200 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу ОД-35 з сумарним навантаженням 27762,66 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$$27762,66 * 6 \text{ годин} = 166575,96 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$\text{В лік.} = 1,68 * 166575,96 = 279847,61 \text{ грн.}$$

Також слід враховувати, що споживачі залишаться знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 3501 та юридичних 249 загалом 3724 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$$\text{Вкомпенс.} = 3501 * 200 \text{ грн} + 249 * 400 \text{ грн} = 799800 \text{ грн.}$$

$$\text{В експ.} = \text{Вкомпенс.} + \text{Влік.} = 799800 + 279847,61 = 1079647,61 \text{ грн}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$\text{Ток} = 6200000 / 1079647,61 = 5,7 \text{ років.}$$

Таким чином, процес заміни ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ, що відпрацювали свій ресурс, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/6кВ “Островная”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2023 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) з заміною силового трансформатора 1Т 10МВ*А;

- в 2023 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/6кВ “Островная” з заміною ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.

ПС 35/6кВ «Бетонверфь».

В даний час у складі ВРП-35кВ на ПС 35/6кВ «Бетонверфь» на 1 та 2СШ-35кВ вже близько 50-ти років експлуатуються 2 комплекти ОД/КЗ-35кВ типу ОД-35/600 та КЗ-35, які мають значний механічний знос, що знижує надійність експлуатації даної ПС та надійність розподілу електроенергії зі споживачами 1-ї категорії які живляться від цієї ПС. В процесі довготривалої експлуатації обладнання відпрацювало свій нормативний механічний та комутаційний ресурс, у зв'язку з чим не відповідає вимогам надійності та безпеки експлуатації, що вимагаються від обладнання такого рівня.

При спрацюванні КЗ-35(короткозамикача) від дії РЗА одночасно знеструмлюються ПЛ-35кВ «Карантинная-Бетонверфь-1,2» від якої заживлені ще одна підстанція 35кВ (ПС 35 “Островная”) зі споживачами I-ї категорії заживлених від них.

За останні роки значно збільшилась кількість звернень на відсутність напруги у

абонентів із-за спрацювання ОД/КЗ-35кВ на ПС 35/6кВ “Бетонверфь”.

Облаштування вакуумних вимикачів 35кВ, в комплекті з трансформаторами струму 35кВ на 1 та 2 СШ-35кВ замість ОД/КЗ-35кВ, дасть змогу уникнення знеструмлення постачальних ліній 35 кВ, що значно підвищить надійність розподілу електроенергії значної частини м.Херсона, значно знизить коефіцієнт SAIDI та підвищить безпеку експлуатації обладнання.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/6кВ “Бетонверфь”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2023 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/6кВ “Бетонверфь” з заміною ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.

ПС 35/6кВ «Заводская».

Підстанція 35/6 кВ “Заводская” була введена в експлуатацію у 1962 році. На стороні 35 кВ встановлено 2 ввідні вимикачі 35кВ типу ВТ-35/600 (1962 року виготовлення), які експлуатуються близько 57 років та мають значний механічний знос, що знижує надійність експлуатації даної ПС та надійність розподілу електроенергії до споживачів центральної частини м. Херсона, які живляться від цієї ПС. У разі пошкодження даних вимикачів або пошкодження їх окремих вузлів — відновлення роботоспроможності практично неможливе, так як більшість запчастин на даний тип вимикачів відсутні у зв'язку з зняттям їх з виробництва.

З метою зниження коефіцієнту SAIDI, підвищення надійності розподілу електроенергії та безпеки експлуатації обладнання, керуючись вимогами ПУЄ, АТ „Херсонобленерго” планує виконати заміну масляних вимикачів 35кВ на ПС 35/6кВ „Заводская” на вакуумні вимикачі 35кВ в комплекті з трансформаторами струму 35кВ.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/6кВ “Заводская”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2023 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/6кВ “Заводская” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ;

- в 2025 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/6кВ “Заводская” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.

ПС 35/6кВ «Кошевая».

На сьогоднішній день розподіл електроенергії до значної кількості споживачів м.Херсона, серед яких також є споживачі 1 категорії, здійснюється від ПС 35/6 кВ „Кошевая”.

На ПС 35/6 кВ „Кошевая” встановлено силовий трансформатор (диспетчерське найменування 1Т) типу ТМ-6300/35 1970 року виготовлення.

Даний трансформатор експлуатується впродовж 50-ти років та має критичні значення параметрів ізоляції за результатами вимірів і має тенденцію до їх погіршення. Вимірювання його параметрів взято на прискорений контроль. ПБВ на даному трансформаторі пошкоджений та зашунтований, що унеможливило регулювання напруги у споживачів. При максимальних навантаженнях по стороні НН, потужність даного трансформатора не дозволяє заживити споживачів 2-х секцій 6кВ при виводі в ремонт другого трансформатора без переживлення цих споживачів від іншої підстанції. Залишковий ресурс твердої ізоляції трансформатора складає 12%, що вказує на те, що у будь який час ізоляція обмоток може бути пошкоджена і це може призвести до аварійної ситуації.

На ПС 35/6 кВ „Кошевая” встановлено силовий трансформатор (диспетчерське найменування 2Т) типу ТМ-6300/35 1984 року виготовлення.

Даний трансформатор експлуатується впродовж 36-ти років, має критичні значення параметрів ізоляції за результатами вимірів і має тенденцію до їх погіршення. Вимірювання його параметрів взято на прискорений контроль. При максимальних навантаженнях по стороні НН, потужність даного трансформатора не дозволяє заживити споживачів 2-х секцій 6кВ при виводі в ремонт другого трансформатора без переживлення цих споживачів від іншої підстанції. Залишковий ресурс твердої ізоляції трансформатора складає 17%, що вказує на те що у будь який час ізоляція обмоток може бути пошкоджена і це може призвести до аварійної ситуації.

На теперішній час силові трансформатори 1Т та 2Т мають в середньому 70% завантаженість кожен за результатами режимних замірів з врахуванням діючих і замовлених «договорів на постачання електроенергії» та реалізованих ТУ (технічних умов), що приблизно складає 4,5 МВт на кожен. При цьому у 2017 році згідно режимних замірів було зазначено навантаження майже під номінальну потужність кожного трансформатора, що в свою чергу було пов'язано з створенням ремонтного режиму на стороні 6 кВ з переведенням частини споживачів від інших ПС 35 кВ на шини ПС 35/6 кВ „Кошевая”. В наступні та попередні роки такі навантаження не фіксувалися, так як було проведено частково технічне переоснащення мережі 6 кВ шляхом заміни більш пошкоджуємих КЛ-6 в цьому вузлі.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/6кВ “Кошевая”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2023 році заміна на ПС 35/6кВ “Кошевая” силового трансформатора 1Т

типу ТМ-6300/35;

- в 2024 році заміна на ПС 35/6кВ “Кошевая” силового трансформатора 2Т типу ТМ-6300/35.

ПС 35кВ «ОП Кошевая».

Підстанція ОП 35кВ «Кошевая» введена в експлуатацію в 1975 році.

ВРУ-35 кВ живиться від ПЛ-35кВ “Силикатная-1 - Промышленная-1” та ПЛ-35кВ “Силикатная-2 — Промышленная-2”. З ОП 35 кВ « Кошевая » кабельною лінією 35 кВ живиться ПС 35/6 «Кошевая». При пошкодженні кабельної лінії 35 кВ втрачають живлення одразу ПС 35/10 «Сухарная», ПС 35/6 «Держинская», ПС 35/6 «Кошевая».

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ОП 35 «Кошевая», із заміною існуючих масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні вимикачі 35кВ на 1 та 2 СШ-35кВ, які застаріли та технічний ресурс яких вичерпано, дасть змогу уникнення знеструмлення постачальних ліній 35 кВ, що значно підвищить надійність електропостачання значної частини м.Херсона, а саме районів Шуменський, Корабел, та центр міхта з частиною Житлоселища.

Реалізація цього заходу технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ОП 35 кВ “Кошевая” з облаштуванням вакуумних вимикачів 35 кВ з заміною пристроїв РЗА, забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 35 кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ОП 35кВ «Кошевая» та складено [ДЕФЕКТНИЙ АКТ\(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ\)](#) від 10.03.2021р для визначення обсягів робіт з проектування.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ розроблено проектно-кошторисну документацію “технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ОП 35 кВ “Кошевая”» з облаштуванням вакуумних вимикачів 35 кВ з облаштуванням пристроїв РЗА буде виготовлено у 2021 році. Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 3368 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 3368 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу КЛ-35 кВ з сумарним навантаженням 130131,28 кВт і витратах часу на його перемикачів від резерву становить до 2 годин.

$130131,28 * 2 \text{ годин} = 260262,56 \text{ кВт г}$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

В лік. = $1,68 * 260262,56 = 437241,10 \text{ грн.}$

Також слід враховувати, що споживачі залишаться знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 24340 та юридичних 1314 загалом 25654 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

Вкомпенс. = $24340 * 200 \text{ грн} + 1314 * 400 \text{ грн} = 5393600 \text{ грн.}$

В експ.= Вкомпенс. +Влік. =5393600+437241,10= 5830841,10 грн

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

Ток = 3368000/ 5830841,10= 0,6 року.

Таким чином, процес облаштування вакуумних вимикачів 35 кВ є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

- в 2022 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ОП „Кошевая” з облаштуванням двох реклоузерів 35 кВ від ПЛ-35- Промышленная-1, Промышленная-2.

ПС 35/6кВ «Оч.сооружения».

Обладнання ПС 35/6 кВ “Оч.сооружения” було побудовано та введено в експлуатацію в 1966 р.

Встановлені на даний час комірки КРУН-10 з масляними вимикачами типу ВМГ-133/630 та ВМГ-133/1000 сильно зношені, так як знаходяться в експлуатації вже більше 52 років. Відновлення комутаційного та механічного ресурсу масляних вимикачів 6кВ не можливо із-за відсутності повного переліку номенклатури запасних частин необхідного для капітального ремонту даних вимикачів. З огляду на всі ці фактори, устаткування має сильну пошкодзованість, викиди газо-масляної суміші при аварійних відключеннях приводять до розвитку аварії, при цьому крім вимикача ушкоджувались і елементи каркасу та інше обладнання комірки (трансформатори струму, прохідні та опорні ізолятори). В теперішній час комірки знаходиться в незадовільному технічному стані, що не забезпечує надійний розподіл електроенергії до споживачів, створює загрозу для обслуговуючого персоналу та не забезпечує надійний захист від проникнення тварин.

Проведення відновлювального ремонту комірок економічно недоцільне, так як необхідна заміна як електротехнічного обладнання, так і елементів каркасу та обшивки.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/6кВ “Оч.сооружения”, забезпечення надійності розподілу електроенергії до споживачів 1 категорії та безпеку експлуатації обладнання”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2023 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-35/6кВ "Оч.сооружения" з заміною комірок КРУН-6кВ, які застаріли та технічний ресурс яких вичерпано, згідно з розробленим проектом ТОВ «ТОПЕНЕРГОПРОЕКТ» від 2017 року.

ПС 35/6кВ «Консервная».

Підстанція 35/6 кВ “Консервная” була введена в експлуатацію у 1964 році. На стороні 35 кВ встановлено вимикачі типу ВМ-35/600 (1968 року виготовлення), які мають низький механічний та комутаційний ресурс. Враховуючи значний

механічний та моральний знос, під час довготривалої експлуатації, більшості вузлів та елементів, які потребують заміни, середня вартість проведення капітального ремонту одного вимикача з урахуванням вартості заміни запчастин на сьогоднішній день становить близько 35 тис.грн. при міжремонтному періоді – 3 роки. Крім того, щорічно витрачаються значні кошти на технічне обслуговування та поточний ремонт даних вимикачів.

Також звертаємо увагу на те що, через простій устаткування в ремонті як мінімум 3 доби, зростають втрати при передачі електроенергії, пов'язані з переаживленням споживачів за радіальними мережами 6-10 кВ.

Вакуумні вимикачі не вимагають технічного обслуговування протягом 15 років. Їх впровадження дозволить значно знизити витрати на аварійно-відновлювальні та експлуатаційні роботи.

Планується провести роботи по заміні масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні в кількості 2 шт. в комплекті з трансформаторами струму 35кВ, вартість яких приблизно складає 8500 тис.грн.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 35 кВ.

В березні 2020 року було обстежено ПС 35/6 кВ “Консервная” та складено [ДЕФЕКТНИЙ АКТ\(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ\)](#) від 19.03.2020р для визначення обсягів робіт з заміною масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ в комплекті з трансформаторами струму.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ розроблено проектно-кошторисну документацію “Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/6кВ «Консервная» з заміною масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ в комплекті з трансформаторами струму. було виготовлено у 2020 році.

Експертний висновок по проекту виконано ТОВ «ЕКСПЕРТИЗА МВК» у 2021 році.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 6500 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 6500 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 29199,40 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$$29199,40 * 6 \text{ годин} = 175196,40 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$\text{В лік.} = 1,68 * 175196,40 = 294329,95 \text{ грн.}$$

Також слід враховувати, що споживачі залишаються знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 4283 та юридичних 222 загалом 4505 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$$\text{Вкомпенс.} = 4283 * 200 \text{ грн} + 222 * 400 \text{ грн} = 945400 \text{ грн.}$$

$$\text{В експ.} = \text{Вкомпенс.} + \text{Влік.} = 945400 + 294329,95 = 1239729,95 \text{ грн}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

Ток = 6500000/ 1239729,95 = 5,2 років.

Таким чином, процес заміни масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для зниження коефіцієнту SAIDI та поліпшення технічного стану на ПС 35/6кВ “Консервная”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2022 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/6кВ „Консервная” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.

ПС 35/6кВ «Строительная».

Підстанція 35/6 кВ “Строительная” була введена в експлуатацію у 1967 році. На стороні 35 кВ встановлено 2 ввідні вимикачі 35кВ типу ВМ-35/600 (1969 року виготовлення) та С-35/630 (1979 року виготовлення), які експлуатуються вже близько 50 та 40 років відповідно та мають значний механічний знос, що знижує надійність експлуатації даної ПС та надійність розподілу електроенергії до споживачів м. Херсона. У разі пошкодження даних вимикачів або пошкодження їх окремих вузлів — відновлення роботоспроможності практично неможливе, так як більшість запчастин на даний тип вимикачів відсутні у зв'язку з зняттям їх з виробництва.

Встановлені на даний час комірки КРУН-10 з масляними вимикачами типу ВМГ-133/630, ВК-10/630 та ВМП-10/630 сильно зношені, так як знаходяться в експлуатації вже більше 50 років. Відновлення комутаційного та механічного ресурсу масляних вимикачів 10кВ не можливо із-за відсутності повного переліку номенклатури запасних частин необхідного для капітального ремонту даних вимикачів. З огляду на всі ці фактори, устаткування має сильну пошкодженість, викиди газо-масляної суміші при аварійних відключеннях приводять до розвитку аварії, при цьому крім вимикача ушкоджувались і елементи каркасу та інше обладнання комірки (трансформатори струму, прохідні та опорні ізолятори). В теперішній час комірки знаходиться в незадовільному технічному стані, що не забезпечує надійний розподіл електроенергії до споживачів, створює загрозу для обслуговуючого персоналу та не забезпечує надійний захист від проникнення тварин.

Проведення відновлювального ремонту комірок економічно недоцільне, так як необхідна заміна як електротехнічного обладнання, так і елементів каркасу та обшивки.

З метою зниження коефіцієнту SAIDI, підвищення надійності розподілу електроенергії та безпеки експлуатації обладнання, керуючись вимогами ПУЕ, АТ „Херсонобленерго” планує виконати заміну масляних вимикачів 35кВ на ПС 35/6кВ „Строительная” на вакуумні вимикачі 35кВ в комплекті з трансформаторами струму 35кВ.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/6кВ

“Строительная”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2024 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-35/6кВ „Строительная” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ та заміною комірок КРУН-10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.

- в 2026 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-35/6кВ „Строительная” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ та заміною комірок КРУН-10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.

ПС 35/6кВ «Держинская».

Згідно з проектним рішенням на ПС 35/6кВ “Держинская” в 1964 році в ЗРП-6кВ встановлено комірки типу 4КВП-23 в кількості 28шт до складу яких входять 18 масляних вимикачів 10кВ типу ВМГ-133/630, МГГ-10/1500. За роки існування, а це більше 55 років, вказане обладнання неодноразово пошкоджувалось, а за відсутності повної номенклатури запчастин його експлуатаційний ресурс повністю не відновлювався, що на даний час не забезпечує надійний розподіл електроенергії до споживачів та створює загрозу для обслуговуючого персоналу. Проведення відновлювального ремонту даних комірок та обладнання економічно недоцільне, так як необхідна заміна як електротехнічного обладнання, так і елементів каркасу та обшивки.

Враховуючи відсутність мережі резервного живлення споживачів ПС 35/6кВ “Держинская”, з метою підвищення надійності розподілу електроенергії та безпеки експлуатації обладнання, зниження коефіцієнту SAIDI та керуючись вимогами ПУЕ, АТ „Херсонобленерго” планує на ПС 35/6кВ “Держинская” виконати заміну комірок типу 4КВП-23 з масляними вимикачами 10кВ на комірки 10кВ сучасного типу з вакуумними вимикачами.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/6кВ “Держинская”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами), а саме:

- в 2023 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ЗРУ-6 кВ на ПС 35кВ “Держинская”.

ПС 35/10кВ «Белозерская».

Підстанція 35/10кВ “Белозерская” була введена в експлуатацію у 1977 році. На стороні 10кВ встановлено 10 масляних вимикачів типу ВМГ-10/630 (1976 року виготовлення), які експлуатуються вже близько 43 років та мають значний механічний знос, що унеможлиблює організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

Релейна шафа Л-504 укомплектована захистом який складається з одного ступіню МСЗ з використанням електронних реле типу РС80-М2-14, і електромеханічного захисту від замикань на землю з дією на сигнал.

Аналіз аварійних відключень комірок 10кВ ПС-35/10кВ «Белозерская» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикачів 10 кВ, включно з такими функціями, як направлені багатоступеневі захисти, АПВ і обчислення відстані до місця пошкодження по ПЛ-10кВ

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 10кВ необхідно облаштувати комірку 10кВ ПС-35/10кВ «Белозерская» пристроями типу РС83-АВ2 (або аналог), які мають згадані вище функції.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до нього запроєктованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикачів, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК РЕМ. Для передачі телемеханічної інформації будується два канали передачі даних - основний та резервний.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

Лінія Л-504 на ПС 35/10кВ “Белозерская” має найвищий коефіцієнт SAIDI (0,491%), що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є заміна масляного вимикача 10кВ Л-504 на вакуумний вимикач 10кВ з комплектом захисту типу РС83-АВ2 (або аналог) для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI (прогнозовано до 0,245%). Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) лінії Л-504 більш ніж у 50% - є успішним, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження

З метою зниження коефіцієнту SAIDI, підвищення надійності розподілу електроенергії та безпеки експлуатації обладнання, керуючись вимогами ПУЕ, АТ „Херсонобленерго” планує виконати заміну масляного вимикача 10кВ Л-504 на ПС 35/10кВ „Белозерская” на вакуумний вимикач 10кВ в комплекті з пристроями типу РС83-АВ2 (або аналог).

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин» та живиться від ПЛ-35кВ “НС-2”, ПЛ-35кВ “Т.Велетень” та ПЛ-35кВ “Камышанская”. РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

На сьогоднішній день для компенсації реактивної потужності необхідно облаштувати ПС «Белозерская» установкою компенсації реактивної потужності (УКРП) модульного типу зовнішнього облаштування напругою 10кВ.

Компенсація реактивної потужності, в даний час, є важливим чинником дозволяючим вирішити питання енергозбереження і зниження споживання

реактивної енергії на підприємстві. За оцінками вітчизняних і провідних зарубіжних фахівців, частка енергоресурсів, і зокрема електроенергії займає величину порядку 30-40% у вартості продукції. Це достатньо вагомий аргумент, щоб зі всією серйозністю підійти до аналізу і аудиту енергоспоживання і вироблення методики компенсації реактивної потужності. Компенсація реактивної потужності – ось ключ до рішення питання енергозбереження.

Значна кількість споживачів електроенергії на стороні 10 кВ які живляться від 1 та 2 с.ш. 10 кВ ПС 35/10 «Белозерская» при споживанні електричної енергії мають згідно замірів реактивне навантаження. Малонавантажені трансформатори також мають низький $\cos(\phi)$. Тому, якщо не застосовувати компенсацію реактивної потужності, то результуючий коефіцієнт потужності (косинус ϕ) енергетичної системи буде низький і струм навантаження без компенсації реактивної потужності, збільшуватиметься при одній і тій же споживаній з мережі активній потужності. Відповідно при компенсації реактивної потужності струм який споживається з мережі знижується, залежно від $\cos(\phi)$ на 30-50%, відповідно зменшується нагрів провідних дротів, старіння ізоляції і знижується споживання реактивної енергії.

Для вирішення даного питання виникла необхідність запланувати проведення технічного переоснащення ПС шляхом облаштування УКРП-10кВ.

В лютому 2020 року було обстежено ПС 35/10кВ „Белозерская” та складено ДЕФЕКТНИЙ АКТ(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ) від 09.03.2020 р для визначення обсягів робіт з проектування технічного переоснащення ПС по облаштуванню УКРП-10кВ.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» заплановано “Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП - 10кВ ПС 35/10кВ “Белозерская” за рахунок інвестиційної програми 2024.

Для визначення витрат на технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ „Белозерская” у 2020 році було виконано проектно-кошторисну документацію по облаштуванню УКРП - 10 кВ. Вартість виготовлення проектно-кошторисної документації склала 43,190 тис.грн.

Згідно програми розвитку 2022-2026 р. технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Белозерская” було заплановано на 2024 рік. Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 2500 тис.грн. До інвестиційної програми на 2024 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 2500 тис.грн.

Економічне обґрунтування від впровадження УКРП

Економічний ефект при впровадженні конденсаторної установки забезпечується за рахунок зниження активних втрат у ввідному трансформаторі і живильних лініях 35кВ (150кВ), тому що завантаження трансформатора і ліній зменшується на величину скомпенсованої реактивної потужності і, відповідно, знижуються активні втрати від її протікання через ці елементи мережі.

1. Втрати у трансформаторі

Розрахунок зниження витрат за рахунок зменшення активних втрат

трансформатора 2Т ПС «Белозерская» потужністю 10 000кВА.

Зниження витрат на активні втрати в трансформаторі 10 000кВА при збільшенні усередненого $\cos\phi$ з 0,7 до $\approx 0,991$ розраховується по формулі:

$$\Delta Z_{\text{п}} = (P_{\text{вт.кз.}} \times R_{\text{навант}}^2) / S_{\text{ном трх}}^2 \times K_2 \times T_{\text{исп макс}} \times C_{\text{т}} \text{ е/е}$$

де:

$R_{\text{пк.з}}$ – втрати к.з. тр-ра 10 000кВА – 60кВт (за довідником);

$R_{\text{навант}}$ – усереднене діюче навантаження тр-ра – 1785 кВт;

$S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність тр-ра – 10 000кВА;

$\cos\phi_1$ – коефіцієнт потужності до компенсації – 0,7;

$\cos\phi_2$ – коефіцієнт потужності після компенсації – $\approx 0,991$;

$C_{\text{т}} \text{ э/э}$ – вартість електроенергії для ОСР (оператора розподілу) – 1,62 грн. з ПДВ /кВт-г

$T_{\text{исп макс}}$ для тр-ра – 6 000г в рік

K_2 – коефіцієнт, пропорційний різниці $\cos\phi_1$ и $\cos\phi_2$ – 0,291

$$\Delta Z_{\text{п}} = (60 \times 1785^2) / 10\,000^2 \times 0,291 \times 6000 \times 1,62 = 11\,635 \text{ грн/рік}$$

Також проводиться розрахунок для силового трансформатора 1Т та складає 4654 грн/рік

Звідки, щорічне зниження витрат на активну енергію (втрати в трансформаторах), обумовлене впровадженням установки компенсації реактивної потужності для трансформаторів 1Т та 2Т та складатиме — 16289грн / рік.

2. Втрати у лініях

Розрахунок втрат у лініях розглянуто на прикладі живлячої ПС «Белозерская» від ПЛ-35кВ “Г.Велетень” силового трансформатора 2Т . Ці втрати є найбільшими, оскільки зменшення втрат у інших лініях 35кВ та 150кВ суттєво менше за рахунок участі значно більших навантажень у їх перетоках. На основі довідникових даних та розрахунків, зниження цих втрат складуть орієнтовно ще 10...15% від зниження втрат у ПЛ-35кВ “Г.Велетень”.

Зниження витрат на активні втрати в живлячих лініях 35кВ при збільшенні усередненого $\cos\phi$ з 0,7 до $\approx 0,991$ розраховується по формулі:

$$\Delta Z_{\text{п}} = R_{\text{навант.}}^2 \times R_{\text{лін}}^2 / U_{\text{лін}}^2 \times K_2 \times T_{\text{исп макс}} \times C_{\text{т}} \text{ е/е,}$$

Для режиму від ПЛ-35кВ “Г.Велетень”:

$$\Delta Z_{\text{п}} = 1785^2 \times 0,99^2 / 35,2^2 \times 0,291 \times 6\,000 \times 1,62 = 31\,361 \text{ грн / рік}$$

Розрахунок втрат у лініях живлячої ПС «Белозерская» від ПЛ-35кВ “Камышани” силового трансформатора 1Т та складає 145 828 грн / рік

Звідки, щорічне зниження витрат на активні втрати в живильних лініях 35кВ обумовлене впровадженням установки компенсації реактивної потужності для ПС «Белозерская» складатиме — 177 189 грн / рік

Отже, з урахуванням вищенаведеного, сумарні втрати у живлячих мережах ліній 35кВ та 150кВ складатимуть:

$177\ 189 \times 1,15 = 265\ 783$ грн/рік.

Тоді,

Сумарний підсумковий економічний ефект зниження активних втрат у ввідному трансформаторі і живильних лініях 35кВ (150кВ), з урахуванням вищенаведеного складе:

$25\ 740 + 265\ 783 = 291\ 523$ грн/рік.

Розрахунок строку окупності згідно ТЕО за формулою $CO = V/E$ [років]: де V = вартість впровадження УКРП (2 315 590 грн вартість облаштування на ПС “Белозерская”), E = економія витрат на активну енергію за рахунок зниження активних втрат

$CO = 2\ 315\ 590 / 291\ 523 = 7$ років. Зважаючи на викладені розрахунки в ТЕО є доцільним розглядати облаштування УКРП с строком окупності який не перевищує 30 років, що і запропоновано до реалізації проектним рішенням.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для зниження коефіцієнту SAIDI, компенсації реактивної потужності на ПС 35/10кВ “Белозерская”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії: а саме:

- в 2024 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Белозерская” по облаштуванню УКРП-10кВ.

ПС 35/10кВ «Молодежная».

ПС 35/10кВ „Молодежная” нв№ 005855 було побудовано та введено в експлуатацію в 1973 р. ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Одна секціонована вимикачем система шин» та живиться від ПЛ-35кВ “Ж.Порт” та ПЛ-35кВ “Н.Российская”. РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

На сьогоднішній день для компенсації реактивної потужності на ПС «Молодежная» потребується облаштування установки компенсації реактивної потужності (УКРП) модульного типу зовнішнього облаштування напругою 10кВ.

Компенсація реактивної потужності, в даний час, є важливим чинником дозволяючим вирішити питання енергозбереження і зниження споживання реактивної енергії на підприємстві. За оцінками вітчизняних і провідних зарубіжних фахівців, частка енергоресурсів, і зокрема електроенергії займає величину порядку 30-40% у вартості продукції. Це достатньо вагомий аргумент, щоб зі всією серйозністю підійти до аналізу і аудиту енергоспоживання і вироблення методики компенсації реактивної потужності. Компенсація реактивної потужності – ось ключ до рішення питання енергозбереження.

Значна кількість споживачів електроенергії на стороні 10 кВ які живляться від 1 та 2 с.ш. 10 кВ ПС 35/10 «Молодежная» при споживанні електричної енергії мають згідно замірів реактивне навантаження. Малонавантажені трансформатори

також мають низький $\cos(f)$. Тому, якщо не застосовувати компенсацію реактивної потужності, то результуючий коефіцієнт потужності (косинус f) енергетичної системи буде низький і струм навантаження без компенсації реактивної потужності, збільшуватиметься при одній і тій же споживаній з мережі активній потужності. Відповідно при компенсації реактивної потужності струм який споживається з мережі знижується, залежно від $\cos(f_i)$ на 30-50%, відповідно зменшується нагрів провідних дротів, старіння ізоляції і знижується споживання реактивної енергії.

Для вирішення даного питання виникла необхідність запланувати проведення технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС шляхом облаштування УКРП-10кВ.

В серпні 2019 року було обстежено ПС 35/10кВ „Молодежная” та складено ДЕФЕКТНИЙ АКТ(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ) від 25.04.2020р для визначення обсягів робіт з проектування “технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)” ПС по встановленню УКРП-10кВ.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ розроблено проектно-кошторисну документацію “Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «Молодежная» по облаштуванню УКРП - 10 кВ.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 1500 тис.грн. До інвестиційної програми на 2024 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 1500 тис.грн.

Економічне обґрунтування від впровадження УКРП

Економічний ефект при впровадженні конденсаторної установки забезпечується за рахунок зниження активних втрат у ввідному трансформаторі і живильних лініях 35кВ (150кВ), тому що завантаження трансформатора і ліній зменшується на величину скомпенсованої реактивної потужності і, відповідно, знижуються активні втрати від її протікання через ці елементи мережі.

1. Втрати у трансформаторі

Розрахунок зниження витрат за рахунок зменшення активних втрат трансформатора 1Т ПС «Молодежная» потужністю 6300кВА.

Зниження витрат на активні втрати в трансформаторі 5300кВА при збільшенні усередненого $\cos\phi$ з 0,7 до $\approx 0,991$ розраховується по формулі:

$$\Delta Z_{п} = (P_{вт.кз.} \times P_{навант}^2) / S_{ном}^2 \text{ трх} K_2 \times T_{исп макс} \times St \text{ е/е}$$

де:

$P_{пк.з}$ – втрати к.з. тр-ра 6300кВА – 40кВт (за довідником);

$P_{навант}$ – усереднене діюче навантаження тр-ра – 1785 кВт;

$S_{ном}$ – номінальна потужність тр-ра – 6300кВА;

$\cos\phi_1$ – коефіцієнт потужності до компенсації – 0,7;

$\cos\phi_2$ – коефіцієнт потужності після компенсації – $\approx 0,991$;

$St \text{ э/э}$ – вартість електроенергії для ОСР (оператора розподілу) – 1,62 грн. з

ПДВ /кВт-г

Т.исп макс для тр-ра – 6 000г в рік

K2 – коефіцієнт, пропорційний різниці $\cos\varphi_1$ и $\cos\varphi_2$ – 0,291

$$\Delta Z_{п} = (60 \times 1785^2) / 6300^2 \times 0,291 \times 6000 \times 1,62 = 11\,635 \text{ грн/рік}$$

Також проводиться розрахунок для силового трансформатора 2Т та складає 4654 грн/рік

Звідки, щорічне зниження витрат на активну енергію (втрати в трансформаторах), обумовлене впровадженням установки компенсації реактивної потужності для трансформаторів 1Т та 2Т та складатиме — 16289грн / рік.

2. Втрати у лініях

Розрахунок втрат у лініях розглянуто на прикладі живлячої ПС «Молодежная» від ПЛ-35кВ “Ж.Порт” силового трансформатора 1Т . Ці втрати є найбільшими, оскільки зменшення втрат у інших лініях 35кВ та 150кВ суттєво менше за рахунок участі значно більших навантажень у їх перетоках. На основі довідникових даних та розрахунків, зниження цих втрат складуть орієнтовно ще 10...15% від зниження втрат у ПЛ-35кВ “Ж.Порт”.

Зниження витрат на активні втрати в живлячих лініях 35кВ при збільшенні усередненого $\cos\varphi$ з 0,7 до $\approx 0,991$ розраховується по формулі:

$$\Delta Z_{п} = P^2_{\text{навант.}} \times R^2_{\text{лін}} / U^2_{\text{лін}} \times K2 \times T_{\text{исп макс}} \times St \text{ e/e,}$$

Для режиму від ПЛ-35кВ “Ж.Порт”:

$$\Delta Z_{п} = 1785^2 \times 0,99^2 / 35,2^2 \times 0,291 \times 6\,000 \times 1,62 = 31\,361 \text{ грн / рік}$$

Розрахунок втрат у лініях живлячої ПС «Молодежная» від ПЛ-35кВ “Н.Российская” силового трансформатора 2Т та складає 145 828 грн / рік

Звідки, щорічне зниження витрат на активні втрати в живильних лініях 35кВ обумовлене впровадженням установки компенсації реактивної потужності для ПС «Молодежная» складатиме — 177 189 грн / рік

Отже, з урахуванням вищенаведеного, сумарні втрати у живлячих мережах ліній 35кВ та 150кВ складатимуть:

$$177\,189 \times 1,15 = 265\,783 \text{ грн/рік.}$$

Тоді,

Сумарний підсумковий економічний ефект зниження активних втрат у ввідному трансформаторі і живильних лініях 35кВ (150кВ), з урахуванням вищенаведеного складе:

$$25\,740 + 265\,783 = 291\,523 \text{ грн/рік.}$$

Розрахунок строку окупності згідно ТЕО за формулою $CO = V/E$ [років]: де V=вартість впровадження УКРП (1 500 000 грн вартість облаштування на ПС «Молодежная»), E=економія витрат на активну енергію за рахунок зниження активних втрат

$$CO = 1\,500\,000 / 291\,523 = 5,1 \text{ років.}$$

Зважаючи на викладені розрахунки в ТЕО є доцільним розглядати облаштування УКРП с строком окупності який не перевищує 30 років, що і запропоновано до реалізації проектним рішенням.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для компенсації реактивної потужності на ПС 35/10кВ “Молодежная”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії: а саме:

- в 2024 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Молодежная” з облаштуванням УКРП-10.

ПС 35/10кВ «Скадовская».

Підстанція 35/10 кВ “Скадовская” була введена в експлуатацію у 1965 році. На стороні 35 кВ встановлено 2 вимикачі 35кВ типу ВТ-35/600 (1965 року виготовлення) та 3 вимикачі С-35/630 (1991 року виготовлення), які експлуатуються вже близько 55 та 30 років відповідно, та мають значний механічний знос, що знижує надійність експлуатації даної ПС та надійність розподілу електроенергії до споживачів м. Скадовськ. У разі пошкодження даних вимикачів або пошкодження їх окремих вузлів — відновлення роботоспроможності практично неможливе, так як більшість запчастин на даний тип вимикачів відсутні у зв’язку з зняттям їх з виробництва.

На стороні 10кВ встановлено 12 масляних вимикачів типу ВМП-10/630 та ВМГ-133/600 , які експлуатуються вже близько 55 років та мають значний механічний знос, що унеможлиблює організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

Лінії Л-1701, Л-1702, Л-1703, Л-1704, Л-17011, Л-17013, Л-1707, Л-1709, Л-1708 та Л-17012 на ПС 35/10кВ “Скадовская” мають коефіцієнт SAIDI, що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є заміна комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI. Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) ліній Л-1701, Л-1702, Л-1703, Л-1704, Л-17011, Л-17013, Л-1707, Л-1709, Л-1708 та Л-17012 більш ніж у 50% - є успішним.

Релейні шафи Л-1701, Л-1702, Л-1703, Л-1704, Л-17011, Л-17013, Л-1707, Л-1709, Л-1708 та Л-17012 укомплектовані захистом який складається з одного ступіню МСЗ з використанням електронних реле типу РС80-М2-14, і електромеханічного захисту від замикань на землю з дією на сигнал.

Аналіз аварійних відключень комірок 10кВ ПС-35/10кВ «Скадовская» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикачів 10 кВ, включно з такими функціями, як направлені багатоступеневі захисти, АПВ і обчислення відстані до місця пошкодження по ПЛ-10кВ

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 10кВ необхідно облаштувати комірки 10кВ ПС-35/10кВ «Скадовская» пристроями типу РС83-АВ3 (або аналог), які мають згадані вище функції.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до нього запроєктованого обладнання для можливості дистанційного керування

вимикачами, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикачів, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК РЕМ. Для передачі телемеханічної інформації будується два канали передачі даних - основний та резервний.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ “Скадовская” та складено ДЕФЕКТНИЙ АКТ(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ) від 19.03.2021р для визначення обсягів робіт з заміни комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ розроблено проектно-кошторисну документацію “Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «Скадовская» з заміною комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА” було виготовлено господарським способом у 2021 році.

Експертний висновок по проекту виконано ТОВ «ЕКСПЕРТИЗА МВК» у 2021 році.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 6900 тис.грн. До інвестиційної програми на 2023 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 6900 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 47943,13 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$47943,13 * 6 \text{ годин} = 287658,78 \text{ кВт г}$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

В лік. = $1,68 * 287658,78 = 483266,75 \text{ грн.}$

Також слід враховувати, що споживачі залишаться знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 9192 та юридичних 839 загалом 9946 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

Вкомпенс. = $9192 * 200 \text{ грн} + 839 * 400 \text{ грн} = 2174000 \text{ грн.}$

В експ. = Вкомпенс. + Влік. = $2174000 + 483266,75 = 2657266,75 \text{ грн}$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

Ток = $6900000 / 2657266,75 = 2,5 \text{ років.}$

Таким чином, процес заміни комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для компенсації реактивної потужності на ПС 35/10кВ “Скадовская”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії: а саме:

- в 2023 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-35/10кВ

„Скадовская” заміною комірок КРУН-10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.

- в 2025 році розробка ПКД з технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-35/10кВ „Скадовская” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ.

ПС 35/10/6кВ «Каховка».

Враховуючи те що ПС 35/10-6кВ “Каховка” живить переважну більшість абонентів м.Каховка, серед яких є споживачі 1 та 2 категорій, виникла необхідність підвищення надійності експлуатації шляхом технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10/6кВ "Каховка" з облаштуванням секційного вимикача між 1 та 3 с.ш. 35 кВ від ПЛ-35 кв «Промбаза-1» та перезавести існуючий секційний вимикач між 4 та 3 с.ш. 35 кВ між 4 та 2 с.ш. 35 кВ від ПЛ-35 кв «Промбаза-2». Облаштування вимикачів між секціями шин, які живляться від двох ліній 35 кВ «Промбаза-1,2» дасть змогу забезпечити надійне живлення споживачів шляхом введення АВР на стороні 35 кВ.

Комутаційне обладнання ВРП-35кВ ПС 35/10-6кВ “Каховка” знаходиться в експлуатації вже на протязі 50-60 років та має низький механічний та комутаційний ресурс. Враховуючи значний знос під час довготривалої експлуатації більшості вузлів та елементів даного обладнання потребують заміни. Встановлені на даний час типи масляних вимикачів 35кВ та роз’єднувачів 35кВ вже зняті з виробництва, тому ремонтний запас запчастин до них цілком відсутній, що унеможливило відновлення повноцінної роботоспроможності даних комутаційних апаратів.

Також, звертаємо увагу на те що, будівельна частина ВРП-35кВ також знаходиться в експлуатації вже більше 60 років і потребує повної заміни. А це металеві портали пошкоджені корозією, залізобетонні стійки під обладнання, які мають продільні та поперечні тріщини, кабельні канали які не відповідають вимогам НТД, тощо.

Встановлені на даний час комірки 1 та 2 СШ 10 кВ з масляними вимикачами типу ВМП-10/630, ВМПП 10/630 сильно зношені, так як знаходяться в експлуатації вже більше 65 років. Відновлення комутаційного та механічного ресурсу масляних вимикачів 10кВ не можливо із-за відсутності повного переліку номенклатури запасних частин необхідного для капітального ремонту даних вимикачів та комірки 3 та 4 СШ 6 кВ з масляними вимикачами типу ВМГ-10/630, ВПМ 10/630 сильно зношені, так як знаходяться в експлуатації вже більше 65 років. Відновлення комутаційного та механічного ресурсу масляних вимикачів 6 кВ не можливо із-за відсутності повного переліку номенклатури запасних частин необхідного для капітального ремонту даних вимикачів.

З огляду на всі ці фактори, устаткування має сильну пошкодженість, викиди газо-масляної суміші при аварійних відключеннях приводять до розвитку аварії, при цьому крім вимикача ушкоджувались і елементи каркасу та інше обладнання комірки (трансформатори струму, прохідні та опорні ізолятори). В теперішній час комірки знаходиться в незадовільному технічному стані, що не забезпечує надійний розподіл електроенергії до споживачів, створює загрозу для обслуговуючого персоналу та не забезпечує надійний захист від проникнення тварин.

Проведення відновлювального ремонту комірок економічно недоцільне, так як

необхідна заміна як електротехнічного обладнання, так і елементів каркасу та обшивки.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для компенсації реактивної потужності на ПС 35/6-10кВ “Каховка”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії: а саме:

- в 2023 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП-35кВ ПС 35/6-10кВ “Каховка”.

- в 2024 році розробка ПКД з технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-35/10кВ “Каховка” з заміною комірок 1 та 2 СШ 10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами, 3 та 4 СШ 6кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.

- в 2026 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-35/10кВ “Каховка” з заміною комірок 1 та 2 СШ 10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами, 3 та 4 СШ 6кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.

ПС 35/10кВ «Счастливцево».

Підстанція 35/10кВ “Счастливцево” була введена в експлуатацію у 1976 році. На стороні 10кВ встановлено 5 масляних вимикачів типу ВМГ-10/630 (1976 року виготовлення), які експлуатуються вже близько 43 років та мають значний механічний знос, що унеможливує організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

Лінії Л-691, Л-692, Л-693 та Л-694 на ПС 35/10кВ “Счастливцево” мають коефіцієнт SAIDI (0,352%), що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є облаштування 2 С.Ш.-10 кВ, та 2 С.Ш.-35кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI (прогнозовано до 0,213%). Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) ліній Л-691, Л-692, Л-693 та Л-694 більш ніж у 50% - є успішним.

Аналіз аварійних відключень трансформатора 1Т та розрахунків ремонтних режимів ПС-35/10кВ «Счастливцево» вказує на недоліки існуючих пристроїв захистів і автоматики трансформатора 1Т які не можуть забезпечити повноцінні захисти і автоматику трансформатора 1Т, а отже і його справний стан.

Для створення повноцінних захистів трансформатора 1Т, необхідно облаштувати його сучасними багатоступневими захистами, з розподілом захистів на основні і резервні, з функціями взаємного резервування захистів обмоток ВН і НН трансформаторів, з журналами подій і аварійними осцилографами.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового

обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до нього запроєктованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикачів, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК РЕМ. Для передачі телемеханічної інформації будуються два канали передачі даних - основний та резервний.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ “Счастливецово” та визначено обсяги робіт з технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) 2 С.Ш.-10 кВ, та 2 С.Ш.-35кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА для організації АПВ

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ розроблено проектно-кошторисну документацію “ Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) 2 С.Ш.-10 кВ, та 2 С.Ш.-35кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА для організації АПВ було виготовлено господарським способом у 2021 році.

Експертний висновок по проекту виконано ТОВ «ЕКСПЕРТИЗА МВК» у 2021 році.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 12800 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 12800 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги потужність приєднання по стороні 10 кВ на ПС 35/10 “Счастливецово” з сумарним навантаженням 6700 кВт, виникає необхідність облаштування 2 С.Ш.-10 кВ та 2 С.Ш.-35 кВ

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$1,68 * 6700 = 11256$ грн/годину

$24 * 6700 = 270144$ грн/добу

$365 * 270144 = 98602560$ грн/рік

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$\text{Ток} = 12800\ 000 / 98602560 = 0,13$ року.

Таким чином, процес облаштування 2 С.Ш.-10 кВ, та 2 С.Ш.-35кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА для організації АПВ, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

Аналіз аварійних відключень трансформатора 1Т та розрахунків ремонтних режимів ПС-35/10кВ «Счастливецово» вказує на недоліки існуючих пристроїв захистів і автоматики трансформатора 1Т які не можуть забезпечити повноцінні захисти і автоматику трансформатора 1Т, а отже і його справний стан.

Для створення повноцінних захистів трансформатора 1Т, необхідно облаштувати його сучасними багатоступеневими захистами, з розподілом захистів на основні і резервні, з функціями взаємного резервування захистів обмоток ВН і НН трансформаторів, з журналами подій і аварійними осцилографами.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового

обладнання ПС-35/10кВ «Счастливецово», а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про вид, напрямок і зону пошкодження.

Таким чином буде забезпечено економію коштів на можливу компенсацію за перерви електропостачання більше 24 годин, і економію витрат на роботу аварійно-відновлювальних бригад за рахунок скорочення часу на пошук пошкодження, що в кінцевому результаті дозволить покращити показники SAIDI.

Компенсація реактивної потужності є порівняно дешевим і одночасно ефективним засобом підвищення техніко-економічних показників електричних систем.

Установки компенсацій реактивної потужності (далі УКРП) призначені для забезпечення наступних функцій:

- зниження навантаження силових кіл розподілу електроенергії шляхом компенсації реактивної складової струму навантаження;
- зниження втрат в лініях та трансформаторах;
- збільшення пропускної здатності силового обладнання (силових трансформаторів, розподільних пристроїв, ПЛ та КЛ 35кВ);
- зниження оплати за споживану активну електроенергію.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ «Херсонобленерго» передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану і зниження коефіцієнту SAIDI та компенсації реактивної потужності на ПС 35/10кВ «Счастливецово», та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії: а саме:

- в 2022 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «Счастливецово» облаштування 2 с.ш. 10-35 кВ.
- в 2023 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «Счастливецово» з облаштуванням УКРП-10кВ.

ПС 35/10кВ «Н.Серогозская».

Компенсація реактивної потужності є порівняно дешевим і одночасно ефективним засобом підвищення техніко-економічних показників електричних систем.

Установки компенсацій реактивної потужності (далі УКРП) призначені для забезпечення наступних функцій:

- зниження навантаження силових кіл розподілу електроенергії шляхом компенсації реактивної складової струму навантаження;
- зниження втрат в лініях та трансформаторах;
- збільшення пропускної здатності силового обладнання (силових трансформаторів, розподільних пристроїв, ПЛ та КЛ 35кВ);
- зниження оплати за споживану активну електроенергію.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ «Херсонобленерго» передбачається комплекс заходів для компенсації реактивної потужності на ПС

35/10кВ “Н.Серогозская”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії: а саме:

- в 2021 році розробка ПКД з технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Н.Серогозская” з облаштуванням УКРП-10кВ.

- в 2023 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Н.Серогозская” з облаштуванням УКРП-10кВ.

ПС 35/10кВ «Костогрызово».

Згідно з проектним рішенням на ПС 35/10 “Костогрызово” в 1976 році встановлено комплектно-розподільчий пристрій 10 кВ з комірками типу КРН-10-У1 в кількості 12 шт до складу яких входять 7 масляних вимикачів 10кВ типу ВМГ-10/630. За роки існування, а це близько 43 років, вказане обладнання неодноразово пошкоджувалось, а за відсутності повної номенклатури запчастин його експлуатаційний ресурс повністю не відновлювався, що не забезпечує надійний розподіл електроенергії до споживачів та створює загрозу для обслуговуючого персоналу.

Проведення відновлювального ремонту КРН-10 економічно недоцільне, так як необхідна заміна як електротехнічного обладнання, так і елементів каркасу та обшивки КРН-10.

Враховуючи відсутність мережі резервного живлення споживачів ПС 35/10 кВ „Костогрызово”, з метою підвищення надійності розподілу електроенергії та безпеки експлуатації обладнання, зниження коефіцієнту SAIDI та керуючись вимогами ПУЕ, АТ „Херсонобленерго” планує виконати заміну КРУН-10 кВ типу КРН-10-У1 з масляними вимикачами 10кВ на ПС 35/10 кВ „Костогрызово” на комірки 10кВ сучасного типу з вакуумними вимикачами 10кВ.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/10кВ “Костогрызово”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); а саме:

- в 2024 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Костогрызово” з заміною комірок КРН-10 з масляними вимикачами 10кВ на комірки 10кВ сучасного типу з вакуумними вимикачами 10кВ.

- в 2026 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Костогрызово” з заміною комірок КРН-10 з масляними вимикачами 10кВ на комірки 10кВ сучасного типу з вакуумними вимикачами 10кВ.

ПС 35/10кВ «Чапльнская».

На ПС 35/10 кВ „Чапльнская” встановлено силовий трансформатор

(диспетчерське найменування 1Т) типу ТМ-5600/35 1961 року виготовлення.

Даний трансформатор експлуатується вже понад 50 років та має критичні значення параметрів ізоляції за результатами вимірів і має тенденцію до їх погіршення, вимірювання його параметрів взято на прискорений контроль. Відсутність РПН унеможливує автоматичне регулювання напруги у споживачів.

Залишковий ресурс твердої ізоляції трансформатора складає 16%, що вказує на те що у будь який час ізоляція обмоток може бути пошкоджена і це може призвести до аварійної ситуації.

За таких показників даний трансформатор виведено в резерв і вводиться в роботу лише при створенні ремонтних режимів в мережі 10 кВ в даному вузлі.

Враховуючи необхідність надійного забезпечення розподілу електроенергії до споживачів та підвищення безпеки експлуатації обладнання, керуючись вимогами ПУЕ для запобігання пошкодження трансформатора типу ТМ-5600/35 та недопущення знеструмлення споживачів, в 2025 році планується заміна даного трансформатора на трансформатор типу ТМН-6300/35.

Компенсація реактивної потужності є порівняно дешевим і одночасно ефективним засобом підвищення техніко-економічних показників електричних систем.

Установки компенсацій реактивної потужності (далі УКРП) призначені для забезпечення наступних функцій:

- зниження навантаження силових кіл розподілу електроенергії шляхом компенсації реактивної складової струму навантаження;
- зниження втрат в лініях та трансформаторах;
- збільшення пропускної здатності силового обладнання (силових трансформаторів, розподільних пристроїв, ПЛ та КЛ 35кВ);
- зниження оплати за споживану активну електроенергію.

Підстанція 35/10кВ “Чаплынская” була введена в експлуатацію у 1969 році. На стороні 10кВ встановлено 11 масляних вимикачів типу ВМГ-10/630 та ВМГ-133/600, які експлуатуються вже близько 52 років та мають значний механічний знос, що унеможливує організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

Лінії Л-741, Л-742, Л-743, Л-745, Л-746, Л-748, Л-749, Л-7410, Л-7411 та Л-7412 на ПС 35/10кВ “Чаплынская” мають коефіцієнт SAIDI, що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є заміна комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI. Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) ліній Л-741, Л-742, Л-743, Л-745, Л-746, Л-748, Л-749, Л-7410, Л-7411 та Л-7412 більш ніж у 50% - є успішним.

Релейні шафи Л-741, Л-742, Л-743, Л-745, Л-746, Л-748, Л-749, Л-7410, Л-7411 та Л-7412 укомплектовані захистом який складається з одного ступіню МСЗ з використанням електронних реле типу РС80-М2-14, і електромеханічного захисту від замикань на землю з дією на сигнал.

Аналіз аварійних відключень комірок 10кВ ПС-35/10кВ «Чаплынская» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикачів 10 кВ, включно з такими функціями, як направлені багатоступеневі захисти, АПВ і обчислення відстані до місця пошкодження по ПЛ-10кВ

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 10кВ необхідно облаштувати комірки 10кВ ПС-35/10кВ «Чаплынская» пристроями типу РС83-АВЗ (або аналог), які мають згадані вище функції.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до нього запроєктованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикачів, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК РЕМ. Для передачі телемеханічної інформації будується два канали передачі даних - основний та резервний.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ «Чаплынская» та складено ДЕФЕКТНИЙ АКТ(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ) від 19.03.2021р для визначення обсягів робіт з заміни комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ розроблено проектно-кошторисну документацію «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «Чаплынская» з заміною комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА» було виготовлено господарським способом у 2021 році.

Експертний висновок по проекту виконано ТОВ «ЕКСПЕРТИЗА МВК» у 2021 році.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 7200 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 7200 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 18297,69 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$$18297,69 * 6 \text{ годин} = 109786,14 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$\text{В лік.} = 1,68 * 109786,14 = 184440,72 \text{ грн.}$$

Також слід враховувати, що споживачі залишаться знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 3729 та юридичних 470 загалом 4199 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$$\text{Вкомпенс.} = 3729 * 200 \text{ грн} + 470 * 400 \text{ грн} = 933800 \text{ грн.}$$

$$\text{В експ.} = \text{Вкомпенс.} + \text{Влік.} = 933800 + 184440,72 = 1118240,72 \text{ грн}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$\text{Ток} = 7200000 / 1118240,72 = 6,4 \text{ років.}$$

Таким чином, процес заміни комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ «Херсонобленерго»

передбачається комплекс заходів для компенсації реактивної потужності на ПС 35/10кВ “Чаплынская”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії: а саме:

- в 2022 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «Чаплынская» з заміною комірок 1 та 2 СШ-10 кВ з масляними вимикачами на комірки 10 кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, телемеханізацією та зв'язком.

- в 2023 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Чаплынская” з облаштуванням УКРП-10кВ;

- в 2025 технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Чаплынская” з облаштуванням УКРП-10кВ;

- в 2025 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Чаплынская” з заміною силового тр-ру 1Т типу ТМ-5600/35 на ТМН-6300/35.

ПС 35/10кВ «Каланчакская».

Підстанція 35/10кВ “Каланчакская” була введена в експлуатацію у 1960 році. На стороні 10кВ встановлено 11 масляних вимикачів типу ВМГ-10/630 та ВПМ-10/630, які експлуатуються вже більше 50 років та мають значний механічний знос, що унеможливує організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

Лінія Л-8304 на ПС 35/10кВ “Каланчакская” має найвищий коефіцієнт SAIDI (0,451%), що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є заміна комірки з масляним вимикачем 10кВ Л-8304 на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI (прогнозовано до 0,225%). Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) лінії Л-8304 більш ніж у 50% - є успішним.

Релейна шафа Л-8304 укомплектована захистом який складається з одного ступіню МСЗ з використанням електронних реле типу РС80-М2-14, і електромеханічного захисту від замикань на землю з дією на сигнал.

Аналіз аварійних відключень комірок 10кВ ПС-35/10кВ «Каланчакская» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикачів 10 кВ, включно з такими функціями, як направлені багатоступеневі захисти, АПВ і обчислення відстані до місця пошкодження по ПЛ-10кВ

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 10кВ необхідно облаштувати комірку 10кВ ПС-35/10кВ «Каланчакская» пристроями типу РС83-АВЗ (або аналог), які мають згадані вище функції.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до нього запроєктованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикачів, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК РЕМ. Для передачі телемеханічної інформації будується два канали передачі даних - основний та резервний.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в

електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ “Каланчакская” та складено ДЕФЕКТНИЙ АКТ(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ) від 12.03.2021р для визначення обсягів робіт з заміни комірки з масляним вимикачем 10кВ на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ комірки Л-8304 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ розроблено проектно-кошторисну документацію “Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «Каланчакская» з заміною комірки з масляним вимикачем 10кВ Л-8304 на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА” буде виготовлено господарським способом у 2021 році.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 750 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 750 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 1766,50 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$$1766,50 * 6 \text{ годин} = 10599 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$В \text{ лік.} = 1,68 * 10599 = 17806,32 \text{ грн.}$$

Також слід враховувати, що споживачі залишаються знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 428 та юридичних 33 загалом 456 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$$В \text{ компенс.} = 428 * 200 \text{ грн} + 33 * 400 \text{ грн} = 98800 \text{ грн.}$$

$$В \text{ експ.} = В \text{ компенс.} + В \text{ лік.} = 98800 + 17806,32 = 116606,32 \text{ грн}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$Ток = 750 \text{ 000} / 116606,32 = 6,4 \text{ років.}$$

Таким чином, процес заміни масляного вимикача 10кВ на вакуумний вимикач 10кВ комірки Л-8304 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

Компенсація реактивної потужності є порівняно дешевим і одночасно ефективним засобом підвищення техніко-економічних показників електричних систем.

Установки компенсацій реактивної потужності (далі УКРП) призначені для забезпечення наступних функцій:

- зниження навантаження силових кіл розподілу електроенергії шляхом компенсації реактивної складової струму навантаження;
- зниження втрат в лініях та трансформаторах;
- збільшення пропускну здатності силового обладнання (силових трансформаторів, розподільних пристроїв, ПЛ та КЛ 35кВ);

- зниження оплати за споживану активну електроенергію.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для зниження коефіцієнту SAIDI, компенсації реактивної потужності на ПС 35/10кВ “Каланчакская”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії: а саме:

- в 2022 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-35/10 "Каланчакская" з заміною комірки 10кВ з масляним вимикачем на комірку 10кВ з вакуумним вимикачем Ф-8304 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА

- в 2022 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Каланчакская” з облаштуванням УКРП-10кВ;

- в 2024 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Каланчакская” з облаштуванням УКРП-10кВ.

ПС 35/10кВ «Ж.Порт».

Підстанція 35/10 кВ “Ж.Порт” була введена в експлуатацію у 1971 році. На стороні 35 кВ встановлено 5 вимикачів 35кВ типу ВТ-35/600 який експлуатуються вже близько 50 років та має значний механічний знос, що знижує надійність експлуатації даної ПС та надійність розподілу електроенергії до споживачів курортної зони. У разі пошкодження даних вимикачів або пошкодження їх окремих вузлів — відновлення роботоспроможності практично неможливе, так як більшість запчастин на даний тип вимикачів відсутні у зв'язку з зняттям їх з виробництва.

Встановлені на даний час комірки КРУН-10 з масляними вимикачами типу ВМП-10/630 сильно зношені, так як знаходяться в експлуатації вже 50 років. Відновлення комутаційного та механічного ресурсу масляних вимикачів 10кВ не можливо із-за відсутності повного переліку номенклатури запасних частин необхідного для капітального ремонту даних вимикачів. З огляду на всі ці фактори, устаткування має сильну пошкодженість, викиди газо-масляної суміші при аварійних відключеннях приводять до розвитку аварії, при цьому крім вимикача ушкоджувались і елементи каркасу та інше обладнання комірки (трансформатори струму, прохідні та опорні ізолятори). В теперішній час комірки знаходиться в незадовільному технічному стані, що не забезпечує надійний розподіл електроенергії до споживачів, створює загрозу для обслуговуючого персоналу та не забезпечує надійний захист від проникнення тварин.

Проведення відновлювального ремонту комірок економічно недоцільне, так як необхідна заміна як електротехнічного обладнання, так і елементів каркасу та обшивки.

З метою зниження коефіцієнту SAIDI, підвищення надійності розподілу електроенергії та безпеки експлуатації обладнання, керуючись вимогами ПУЕ, АТ

„Херсонобленерго” планує виконати заміну масляних вимикачів 35кВ на ПС 35/10кВ „Ж.Порт” на вакуумні вимикачі 35кВ в комплекті з трансформаторами струму 35кВ.

Компенсація реактивної потужності є порівняно дешевим і одночасно ефективним засобом підвищення техніко-економічних показників електричних систем.

Установки компенсацій реактивної потужності (далі УКРП) призначені для забезпечення наступних функцій:

- зниження навантаження силових кіл розподілу електроенергії шляхом компенсації реактивної складової струму навантаження;
- зниження втрат в лініях та трансформаторах;
- збільшення пропускної здатності силового обладнання (силових трансформаторів, розподільних пристроїв, ПЛ та КЛ 35кВ);
- зниження оплати за споживану активну електроенергію.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/10кВ “Ж.Порт”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об’єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2023 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Ж.Порт” з облаштуванням УКРП-10кВ;

- в 2024 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-35/6кВ „Ж.Порт” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ та заміною комірок КРУН-10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.

- в 2025 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Ж.Порт” з облаштуванням УКРП-10кВ.

- в 2026 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Ж.Порт” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ та заміною комірок КРУН-10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.

ПС 35/10кВ «Ивановская».

Підстанція 35/10 кВ “Ивановская” була введена в експлуатацію у 1966 році. На стороні 35 кВ встановлено 5 вимикачів 35кВ типу ВТ-35/600, С 35/630 які експлуатуються вже більше 50 років та має значний механічний знос, що знижує надійність експлуатації даної ПС та надійність розподілу електроенергії до споживачів. У разі пошкодження даних вимикачів або пошкодження їх окремих вузлів — відновлення роботоспроможності практично неможливе, так як більшість запчастин на даний тип вимикачів відсутні у зв’язку з зняттям їх з виробництва.

Встановлені на даний час комірки КРУН-10 з вакуумними вимикачами типу ВВВ-10/630 сильно зношені, так як знаходяться в експлуатації вже 43 роки. Відновлення комутаційного та механічного ресурсу вакуумних вимикачів 10кВ не можливо із-за відсутності повного переліку номенклатури запасних частин необхідного для капітального ремонту даних вимикачів. З огляду на всі ці фактори, устаткування має сильну пошкодзованість, при цьому крім вимикача ушкоджувались і елементи каркасу та інше обладнання комірки (трансформатори струму, прохідні та опорні ізолятори). В теперішній час комірки знаходиться в незадовільному технічному стані, що не забезпечує надійний розподіл електроенергії до споживачів, створює загрозу для обслуговуючого персоналу та не забезпечує надійний захист від проникнення тварин.

Проведення відновлювального ремонту комірок економічно недоцільне, так як необхідна заміна як електротехнічного обладнання, так і елементів каркасу та обшивки.

З метою зниження коефіцієнту SAIDI, підвищення надійності розподілу електроенергії та безпеки експлуатації обладнання, керуючись вимогами ПУЕ, АТ „Херсонобленерго” планує виконати заміну масляних вимикачів 35кВ на ПС 35/10кВ „Ивановская” на вакуумні вимикачі 35кВ в комплекті з трансформаторами струму 35кВ.

Компенсація реактивної потужності є порівняно дешевим і одночасно ефективним засобом підвищення техніко-економічних показників електричних систем.

Установки компенсацій реактивної потужності (далі УКРП) призначені для забезпечення наступних функцій:

- зниження навантаження силових кіл розподілу електроенергії шляхом компенсації реактивної складової струму навантаження;
- зниження втрат в лініях та трансформаторах;
- збільшення пропускної здатності силового обладнання (силових трансформаторів, розподільних пристроїв, ПЛ та КЛ 35кВ);
- зниження оплати за споживану активну електроенергію.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для компенсації реактивної потужності на ПС 35/10кВ “Ивановская”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії: а саме:

- в 2024 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Ивановская” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ та заміною комірок КРУН-10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.

- в 2023 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Ивановская” з облаштуванням УКРП-10кВ;

- в 2025 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Ивановская” з облаштуванням УКРП-10кВ.

- в 2026 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Ивановская” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ та

заміною комірок КРУН-10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.

ПС 35/10кВ «МИС».

Підстанція введена в експлуатацію в 1981 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ ХНПЗ-МИС-1 та ПЛ-35кВ ХНПЗ-МИС-2.

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

Лінія Л-4012 на ПС 35/10кВ «МИС» має найвищий коефіцієнт SAIDI (0,811%), що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є заміна комірки з масляним вимикачем 10кВ Л-4012 на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI (прогнозовано до 0,406%). Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) лінії Л-4012 більш ніж у 50% - є не успішним. Лінія Л-4012 є абонентська, та абонент не здатен її реконструювати, а від цієї лінії живляться абоненти товариства АТ «Херсонобленерго». Із-за частих пошкоджень в мережі абонента, споживачі АТ «Херсонобленерго» залишаються без електропостачання.

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 10кВ необхідно встановити додаткову комірку Л-4020 на ПС 35/10 «МИС» та побудувати нову лінію 10 кВ, для відокремлення споживачів від проблемного абоненту.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до нього запроєктованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикачів, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК РЕМ. Для передачі телемеханічної інформації будується два канали передачі даних - основний та резервний.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В лютому 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ «МИС» та складено [ДЕФЕКТНИЙ АКТ\(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ\)](#) від 15.02.2021р для визначення обсягів робіт з технічне переоснащення КРП-10кВ.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ розроблено проектно-кошторисну документацію «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «МИС» з технічним переоснащенням комірки з вакуумним вимикачем 10кВ з МП пристроями РЗА» буде виготовлено господарським способом у 2024 році.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 750 тис.грн. До інвестиційної програми на 2024 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 750 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 3638,64 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$$3638,64 * 6 \text{ годин} = 21\ 831,84 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$\text{В лік.} = 1,68 * 21\ 831,84 = 36677,49 \text{ грн.}$$

Також слід враховувати, що споживачі залишаться знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 564 та юридичних 37 загалом 601 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$$\text{Вкомпенс.} = 564 * 200 \text{ грн} + 37 * 400 \text{ грн} = 26080 \text{ грн.}$$

$$\text{В експ.} = \text{Вкомпенс.} + \text{Влік.} = 26080 + 36677,49 = 62757,49 \text{ грн}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$\text{Ток} = 750\ 000 / 62757,49 = 12 \text{ років.}$$

Таким чином, процес технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП-10кВ з вакуумним вимикачем 10кВ комірки Л-4012 з МП пристроями РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для зниження коефіцієнту SAIDI на ПС 35/10кВ “МИС”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об’єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2024 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП-10 кВ ПС 35/10кВ “МИС”.

ПС 35/10кВ «Заря».

На сьогоднішній день розподіл електроенергії до значної кількості споживачів центральної частини м.Берислав, Херсонської обл., здійснюється від ПС 35/10 кВ „Заря”.

На ПС 35/10 кВ „Заря” встановлено силовий трансформатор (диспетчерське найменування 1Т) типу ТАМ-5600/35 1962 року виготовлення.

Даний трансформатор експлуатується вже впродовж 56-ти років, має критичні значення параметрів ізоляції за результатами вимірів і має тенденцію до їх погіршення, вимірювання його параметрів взято на учасний контроль. Залишковий ресурс твердої ізоляції трансформатора складає 15%, що вказує на те що у будь який час ізоляція обмоток може бути пошкоджена і це може призвести до аварійної ситуації.

За таких показників даний трансформатор виведено в резерв і вводиться в роботу лише при створенні ремонтних режимів в мережі 10 кВ в даному вузлі.

На теперішній час сумарне навантаження на шини 10 кВ ПС 35/10 кВ „Заря” складає 90% завантаженості за результатами режимних замірів з врахуванням діючих «договорів на постачання електроенергії» та реалізованих і замовлених ТУ (технічних умов), що складає понад 6 МВт.

Враховуючи необхідність надійного забезпечення розподілу електроенергії до споживачів та підвищення безпеки експлуатації обладнання, керуючись вимогами ПУЕ для запобігання пошкодження трансформатора типу ТАМ-5600/35 та недопущення знеструмлення споживачів, в 2024 році планується заміна даного трансформатора на трансформатор типу ТМН-6300/35.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для зниження коефіцієнту SAIDI на ПС 35/10кВ “Заря”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2024 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Заря” з заміною силового трансформатора 1Т, ТАМ-5600 МВ*А.

ПС 35/10кВ «Привольє»

Підстанція 35/10кВ “Привольє” була введена в експлуатацію у 1963 році. На стороні 10кВ встановлено 7 масляних вимикачів типу ВМГ-10/630, які експлуатуються вже близько 60 років та мають значний механічний знос, що унеможливило організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

Лінія Л-8412 на ПС 35/10кВ “Привольє” має найвищий коефіцієнт SAIDI (0,811%), що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є заміна комірки з масляним вимикачем 10кВ Л-8412 на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI (прогнозовано до 0,406%). Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) лінії Л-8412 більш ніж у 50% - є успішним.

Релейна шафа Л-8412 укомплектована захистом який складається з одного ступіню МСЗ з використанням електронних реле типу РС80-М2-14, і електромеханічного захисту від замикань на землю з дією на сигнал.

Аналіз аварійних відключень комірок 10кВ ПС-35/10кВ «Привольє» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикачів 10 кВ, включно з такими функціями, як направлені багатоступеневі захисти, АПВ і обчислення відстані до місця пошкодження по ПЛ-10кВ

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 10кВ необхідно облаштувати комірку 10кВ ПС-35/10кВ «Привольє» пристроями типу РС83-АВЗ (або аналог), які мають згадані вище функції.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до нього запроєктованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикачів, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК РЕМ. Для передачі телемеханічної інформації будується два канали передачі даних - основний та резервний.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ “Привольє” та складено ДЕФЕКТНИЙ АКТ(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ) від 12.03.2021р для визначення обсягів робіт з заміни комірки з масляним вимикачем 10кВ на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ комірки Л-8412 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ розроблено проектно-кошторисну документацію “Технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «Привольє» з заміною комірки з масляним вимикачем 10кВ Л-8412 на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА” буде виготовлено господарським способом у 2021 році.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 750 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 750 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 3563,40 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$3563,40 * 6 \text{ годин} = 21\,380,40 \text{ кВт г}$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

В лік. = $1,68 * 21\,380,40 = 35919,07 \text{ грн.}$

Також слід враховувати, що споживачі залишаться знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 563 та юридичних 121 загалом 667 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

Вкомпенс. = $563 * 200 \text{ грн} + 121 * 400 \text{ грн} = 161000 \text{ грн.}$

В експ. = Вкомпенс. + Влік. = $161000 + 35919,07 = 196919,07 \text{ грн}$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

Ток = $750\,000 / 196919,07 = 3,8 \text{ років.}$

Таким чином, процес заміни масляного вимикача 10кВ на вакуумний вимикач 10кВ комірки Л-8412 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для зниження коефіцієнту SAIDI на ПС 35/10кВ “Привольє”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2022 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «Привольє» з заміною масляного вимикача 10кВ на вакуумний вимикач 10кВ комірки Л-8412 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

ПС 35/10кВ «В.Лепетихская».

Компенсація реактивної потужності є порівняно дешевим і одночасно ефективним засобом підвищення техніко-економічних показників електричних систем.

Установки компенсацій реактивної потужності (далі УКРП) призначені для забезпечення наступних функцій:

- зниження навантаження силових кіл розподілу електроенергії шляхом компенсації реактивної складової струму навантаження;
- зниження втрат в лініях та трансформаторах;
- збільшення пропускної здатності силового обладнання (силових трансформаторів, розподільних пристроїв, ПЛ та КЛ 35кВ);
- зниження оплати за споживану активну електроенергію.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для компенсації реактивної потужності на ПС 35/10кВ “В.Лепетихская”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії: а саме:

- в 2024 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “В.Лепетихская” з облаштуванням УКРП-10кВ.

- в 2026 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “В.Лепетихская” з облаштуванням УКРП-10.

ПС 35/10кВ «Генгорка».

Згідно з проектним рішенням на ПС 35/10кВ “Генгорка” в 1966 році встановлено комплектно-розподільчий пристрій 10 кВ з комірками типу КРН-10-У1 в кількості 16 шт до складу яких входять 12 масляних вимикачів 10кВ типу ВМГ-133/630 та ВПМ-10/630. За роки існування, а це близько 53 років, вказане обладнання неодноразово пошкоджувалось, а за відсутності повної номенклатури запчастин його експлуатаційний ресурс повністю не відновлювався, що не забезпечує надійний розподіл електроенергії до споживачів та створює загрозу для обслуговуючого персоналу.

Проведення відновлювального ремонту КРН-10 економічно недоцільне, так як необхідна заміна як електротехнічного обладнання, так і елементів каркасу та обшивки КРН-10.

Враховуючи відсутність мережі резервного живлення споживачів ПС 35/10 кВ „Генгорка”, з метою підвищення надійності розподілу електроенергії та безпеки експлуатації обладнання, зниження коефіцієнту SAIDI та керуючись вимогами ПУЕ, АТ „Херсонобленерго” планує виконати технічне переоснащення КРУН-10 кВ типу КРН-10-У1 з масляними вимикачами 10кВ на ПС 35/10 кВ „Генгорка” на комірці 10кВ сучасного типу з вакуумними вимикачами 10кВ.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/10кВ “Генгорка”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання

(безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); а саме:

- в 2025 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10 кВ “Генгорка” з заміною комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.

- в 2026 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35 кВ “Генгорка” з заміною комірок КРУН-10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.

ПС 35/6кВ «Текстильная».

ПС 35/6кВ „Текстильная” - двотрансформаторна підстанція з встановленою потужністю 32 МВА, була введена в експлуатацію в 1964 р.

ПС 35/6кВ „Текстильная” забезпечує живлення споживачів I і II категорії по кабельним лініям 6кВ, в яких виникають однофазні замикання на “землю”, під час яких створюється дугове замикання на землю. Однофазне дугове замикання в свою чергу супроводжується короткочасним підвищенням напруги вище номінальної напруги мережі 6кВ, що і завдає максимальних збитків, при пошкодженнях - із ладу виходять кабелі, силове обладнання. Величина струму однофазного замикання на землю залежить від сумарної ємності кабельних та повітряних ліній 6кВ і необхідність облаштування ДГК регламентовано нормативними документами в залежності від величини струму замикання на землю. Так, у відповідності до вимог ПУЕ в мережі 6кВ при струмі замикання на землю більше 30 А потрібно встановлювати ДГК.

Станом на 20.01.2021р. при роботі мереж ПС 35/6кВ „Текстильная” по схемі нормального режиму СНР величина ємнісного струму мереж 6кВ 1СШ та 2СШ складає 39,7А.

Компенсація замикання ємнісного струму на землю в даних мережах за допомогою дугогасного реактора є безконтактним засобом гасіння заземлюючої дуги, мета якого - зменшення струму замикання на землю через місце пошкодження до мінімальних значень і забезпечення надійного дугогасіння в місці пошкодження; обмеження перенапруг, що виникають при дугових замиканнях на землю, до значень, безпечних для ізоляції експлуатованого обладнання; плавне відновлення напруги на пошкодженій фазі після гасіння заземлюючої дуги, що сприяє відновленню діелектричних властивостей місця пошкодження і тим самим збереження якості електроенергії у споживачів.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/6кВ „Текстильная”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами), а саме:

- в 2023 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/6кВ „Текстильная” із облаштуванням ДГК-6кВ.

ПС 35/6кВ «Комсомольская».

ПС 35/6кВ „Комсомольская” - двотрансформаторна підстанція з встановленою потужністю 32 МВА, була введена в експлуатацію в 1957 р.

ПС 35/6кВ „Комсомольская” забезпечує живлення споживачів I і II категорії по кабельним лініям 6кВ, в яких виникають однофазні замикання на “землю”, під час яких створюється дугове замикання на землю. Однофазне дугове замикання в свою чергу супроводжується короткочасним підвищенням напруги вище номінальної напруги мережі 6кВ, що і завдає максимальних збитків, при пошкодженнях - із ладу виходять кабелі, силове обладнання. Величина струму однофазного замикання на землю залежить від сумарної ємності кабельних та повітряних ліній 6кВ і необхідність облаштування ДГК регламентовано нормативними документами в залежності від величини струму замикання на землю. Так, у відповідності до вимог ПУЕ в мережі 6кВ при струмі замикання на землю більше 30 А потрібно встановлювати ДГК.

Станом на 20.01.2019р. при роботі мереж ПС 35/6кВ „Комсомольская” по схемі нормального режиму СНР величина ємнісного струму мереж 6кВ 1СШ та 2СШ складає 52,16А.

Компенсація замикання ємнісного струму на землю в даних мережах за допомогою дугогасного реактора є безконтактним засобом гасіння заземлюючої дуги, мета якого - зменшення струму замикання на землю через місце пошкодження до мінімальних значень і забезпечення надійного дугогасіння в місці пошкодження; обмеження перенапруг, що виникають при дугових замиканнях на землю, до значень, безпечних для ізоляції експлуатованого обладнання; плавне відновлення напруги на пошкодженій фазі після гасіння заземлюючої дуги, що сприяє відновленню діелектричних властивостей місця пошкодження і тим самим збереження якості електроенергії у споживачів.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/6кВ „Комсомольская”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами), а саме:

- в 2023 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/6кВ „Комсомольская” із облаштуванням ДГК-6кВ.

Будівництво ПС 150/35/10кВ «Геническая».

На даний час в Генічеському вузлі на ПС 35 “Геническая” силові трансформатори завантажені на 85 % від номіналу.

Дві живлячі лінії "Н.Алексеевка 150 – Геническая» та "Партизаны тяговая 150 – Геническая» які живлять дану ПС у разі відключень лінії 150 кВ “Н.Троїцк-Н.Алексеевка” є резервом секцій шин 35 кВ дл ПС 150”Н.Алексеевка. В літній період під час значних навантажень курортної зони від шин 35 ПС 35 “Геническая” та зрошувальних станції заживлених від шин ПС 150”Н.Алексеевка вищезазначені

лінії не проходять по пропускній спроможності. Також в даному вузлі відпайкою від ПС 35 “Геническая” заживлені 3шт ПС 35 кВ, ПС 35”Генгорка”, ПС 35”Счастливецово”, ПС 35”Стрелковое”, курортної зони Арбатської стрілки, які вже на сьогоднішній день завантажені майже під номінал, а на ПС35”Счастливецово” взагалі заплановано планом розвитку збільшення потужності ще на 10 МВА з урахування перспективного навантаження та нереалізованих ТУ.

Враховуючи великий попит потужності в даному вузлі та відсутність пропускної спроможності існуючих ліній за умов реалізації ТУ та створені ремонтних режимів виникає необхідність будівництва нової ПС 150/35/10”Геническая” з живленням однією лінією 150 кВ від ПС 150”Н.Алексеевка” та однією лінією 150 кВ від ПС 150”Партизаны тяговая” з додатковим будівництвом на даних ПС лінійних комірок 150 кВ.

- в 2023 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для будівництва ПС 150/35/10кВ «Геническая».

- в 2024-2026 роках - будівництво ПС 150/35/10кВ «Геническая».

Будівництво ПС 150/35/10кВ «Скадовская».

На даний час в Скадовському вузлі на ПС 35 “Скадовская” силові трансформатори завантажені на 85 % від номіналу.

В літній період під час значних навантажень курортної зони від шин 35 кВ ПС 35 “Скадовская” лінії не проходять по пропускній спроможності. Також в даному вузлі відпайкою від ПС 35 “Скадовская” заживлені 3шт ПС 35 кВ, ПС 35”Морская”, ПС 35”Приморская”, ПС 35”Красное”, Скадовської курортної зони, які вже на сьогоднішній день завантажені майже під номінал.

Враховуючи великий попит потужності в даному вузлі та відсутність пропускної спроможності існуючих ліній за умов реалізації ТУ та створені ремонтних режимів виникає необхідність будівництва нової ПС 150/35/10”Скадовская”

- в 2026 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для будівництва ПС 150/35/10кВ «Скадовская».

ПС 150/35/10кВ «Партизаны Тяговая».

На даний час в Геничеському вузлі на ПС 35 “Геническая” силові трансформатори завантажені на 85 % від номіналу.

Дві живлячі лінії “Н.Алексеевка 150 – Геническая» та “Партизаны тяговая 150 – Геническая» які живлять ПС “Геническая” у разі відключень лінії 150 кВ “Н.Троїцк-Н.Алексеевка” є резервом секцій шин 35 кВ дл ПС 150”Н.Алексеевка. В літній період під час значних навантажень курортної зони від шин 35 ПС 35 “Геническая” та зрошувальних станції заживлених від шин ПС 150”Н.Алексеевка вищезазначені лінії не проходять по пропускній спроможності. Також в даному вузлі відпайкою від ПС 35 “Геническая” заживлені 3шт ПС 35 кВ, ПС 35”Генгорка”, ПС 35”Счастливецово”, ПС 35”Стрелковое”, курортної зони Арбатської стрілки, які вже на сьогоднішній день завантажені майже під номінал, а на ПС35”Счастливецово”

взагалі заплановано планом розвитку збільшення потужності ще на 10 МВА з урахування перспективного навантаження та нереалізованих ТУ.

Враховуючи великий попит потужності в даному вузлі та відсутність пропускної спроможності існуючих ліній за умов реалізації ТУ та створені ремонтних режимів виникає необхідність будівництва нової ПС 150/35/10 "Геническая" з живленням однією лінією 150 кВ від ПС 150 "Н.Алексеевка" та однією лінією 150 кВ від ПС 150 "Партизаны тяговая" з додатковим будівництвом на даних ПС лінійних комірок 150 кВ.

- в 2023 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-150/35/10кВ „Партизани Тяг” в частині облаштування додаткової комірки 150 кВ

- в 2024 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-150/35/10кВ „Партизани Тяг” в частині облаштування додаткової комірки 150 кВ.

Будівництво ПС 150/35/10кВ «Ж.Порт».

На даний час в Голопристанському вузлі на ПС 35 "Ж.Порт" силові трансформатори завантажені на 85 % від номіналу.

В літній період під час значних навантажень курортної зони від шин 35 кВ ПС 35 "Ж.Порт" лінії не проходять по пропускній спроможності. Курортна зона, вже на сьогоднішній день завантажені майже під номінал.

Враховуючи великий попит потужності в даному вузлі та відсутність пропускної спроможності існуючих ліній за умов реалізації ТУ та створені ремонтних режимів виникає необхідність будівництва нової ПС 150/35/10 "Ж.Порт" яка в подальшому буде жити курортні та прибережні зони голопристанського та скадовського районів.

- в 2026 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для будівництва ПС 150/35/10кВ «Ж.Порт».

ПС 35/10кВ «Ингулецкая».

Підстанція 35/10 кВ "Ингулецкая" була введена в експлуатацію у 1975 році. На стороні 35 кВ встановлено 1 ввідний вимикач 35кВ типу ВТ-35/600 який експлуатуються вже близько 50 років та має значний механічний знос, що знижує надійність експлуатації даної ПС та надійність розподілу електроенергії до споживачів. У разі пошкодження даного вимикача або пошкодження його окремих вузлів — відновлення роботоспроможності практично неможливе, так як більшість запчастин на даний тип вимикачів відсутні у зв'язку з зняттям їх з виробництва.

Встановлені на даний час комірки КРУН-10 з масляними вимикачами типу ВМГ-133/630 сильно зношені, так як знаходяться в експлуатації вже більше 40 років. Відновлення комутаційного та механічного ресурсу масляних вимикачів 10кВ не можливо із-за відсутності повного переліку номенклатури запасних частин необхідного для капітального ремонту даних вимикачів. З огляду на всі ці фактори, устаткування має сильну пошкоджуваність, викиди газо-масляної суміші при

аварійних відключеннях приводять до розвитку аварії, при цьому крім вимикача ушкоджувались і елементи каркасу та інше обладнання комірки (трансформатори струму, прохідні та опорні ізолятори). В теперішній час комірки знаходиться в незадовільному технічному стані, що не забезпечує надійний розподіл електроенергії до споживачів, створює загрозу для обслуговуючого персоналу та не забезпечує надійний захист від проникнення тварин.

Проведення відновлювального ремонту комірок економічно недоцільне, так як необхідна заміна як електротехнічного обладнання, так і елементів каркасу та обшивки.

З метою зниження коефіцієнту SAIDI, підвищення надійності розподілу електроенергії та безпеки експлуатації обладнання, керуючись вимогами ПУЕ, АТ „Херсонобленерго” планує виконати заміну масляних вимикачів 35кВ на ПС 35/10кВ „Ингулецкая” на вакуумні вимикачі 35кВ в комплекті з трансформаторами струму 35кВ.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/10кВ “Ингулецкая”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2024 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-35/6кВ „Ингулецкая” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ та заміною комірок КРУН-10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.

- в 2026 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС-35/6кВ „Ингулецкая” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ та заміною комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.

ПС 35/10кВ «Казачьи Лагеря».

Підстанція 35/10 кВ “Казачьи Лагеря” була введена в експлуатацію у 1983 році.

На ПС 35/10 кВ „Казачьи Лагеря” встановлено силовий трансформатор (диспетчерське найменування 1Т) типу ТМ 2500/35 1967 року виготовлення.

Даний трансформатор експлуатується впродовж 54-х років та має критичні значення параметрів ізоляції за результатами вимірів і має тенденцію до їх погіршення, вимірювання його параметрів взято на прискорений контроль. При максимальних навантаженнях по стороні НН, потужність даного трансформатора не дозволяє заживити споживачів 2-х секцій 10кВ при виводі в ремонт другого трансформатору без переживлення цих споживачів від іншої підстанції. Залишковий ресурс твердої ізоляції трансформатора складає 22% що вказує на те що у будь який час ізоляція обмоток може бути пошкоджена і це може призвести до аварійної ситуації.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго”

передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/10кВ „Казачьи Лагеря”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2024 році розробити проектно-кошторисну документацію (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Козачьи Лагеря” з заміною силового трансформатора 1Т ТМ-2500/35 на ТМН-2500/35.;

- в 2026 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) з заміною силового тр-ра 35кВ 1Т типу ТМ-2500/35 на ТМН-2500/35

ПС 35/10кВ «Ретранслятор».

Однотрансформаторна підстанція 35/10 кВ “Ретранслятор” була введена в експлуатацію у 1986 році. На стороні 35 кВ встановлено 2 вимикачі 35кВ типу ВТ-35/600, С-35/600 який експлуатуються вже близько 40 років та має значний механічний знос, що знижує надійність експлуатації даної ПС та надійність розподілу електроенергії до споживачів. У разі пошкодження даних вимикачів або пошкодження їх окремих вузлів — відновлення роботоспроможності практично неможливе, так як більшість запчастин на даний тип вимикачів відсутні у зв'язку з зняттям їх з виробництва.

Встановлені на даний час комірки 10 кВ з масляними вимикачами типу ВМП-10/630 сильно зношені, так як знаходяться в експлуатації вже 35 років. Відновлення комутаційного та механічного ресурсу масляних вимикачів 10кВ не можливо із-за відсутності повного переліку номенклатури запасних частин необхідного для капітального ремонту даних вимикачів. З огляду на всі ці фактори, устаткування має сильну пошкодженість, викиди газо-масляної суміші при аварійних відключеннях приводять до розвитку аварії, при цьому крім вимикача ушкоджувались і елементи каркасу та інше обладнання комірки (трансформатори струму, прохідні та опорні ізолятори). В теперішній час комірки знаходиться в незадовільному технічному стані, що не забезпечує надійний розподіл електроенергії до споживачів, створює загрозу для обслуговуючого персоналу та не забезпечує надійний захист від проникнення тварин.

Проведення відновлювального ремонту комірок економічно недоцільне, так як необхідна заміна як електротехнічного обладнання, так і елементів каркасу та обшивки.

З метою зниження коефіцієнту SAIDI, підвищення надійності розподілу електроенергії та безпеки експлуатації обладнання, керуючись вимогами ПУЕ, АТ „Херсонобленерго” планує виконати заміну масляних вимикачів 35кВ на ПС 35/10кВ „Ретранслятор” на вакуумні вимикачі 35кВ в комплекті з трансформаторами струму 35кВ.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/10кВ “Ретранслятор”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності

електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2024 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Ретранслятор” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ та заміною комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами;

- в 2026 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Ретранслятор” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ та заміною комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.

ПС 35/10кВ «В.Рогачик».

Однотрансформаторна підстанція 35/10 кВ “В.Рогачик” була введена в експлуатацію у 1983 році. На стороні 35 кВ встановлено 6 вимикачів 35кВ типу ВТ-35/600, С-35/600 який експлуатуються вже близько 40 років та має значний механічний знос, що знижує надійність експлуатації даної ПС та надійність розподілу електроенергії до споживачів. У разі пошкодження даних вимикачів або пошкодження їх окремих вузлів — відновлення роботоспроможності практично неможливе, так як більшість запчастин на даний тип вимикачів відсутні у зв'язку з зняттям їх з виробництва.

Встановлені на даний час комірки 10 кВ з масляними вимикачами типу ВМГ-10/630 сильно зношені, так як знаходяться в експлуатації вже 38 років. Відновлення комутаційного та механічного ресурсу масляних вимикачів 10кВ не можливо із-за відсутності повного переліку номенклатури запасних частин необхідного для капітального ремонту даних вимикачів. З огляду на всі ці фактори, устаткування має сильну пошкодженість, викиди газо-масляної суміші при аварійних відключеннях приводять до розвитку аварії, при цьому крім вимикача ушкоджувались і елементи каркасу та інше обладнання комірки (трансформатори струму, прохідні та опорні ізолятори). В теперішній час комірки знаходиться в незадовільному технічному стані, що не забезпечує надійний розподіл електроенергії до споживачів, створює загрозу для обслуговуючого персоналу та не забезпечує надійний захист від проникнення тварин.

Проведення відновлювального ремонту комірок економічно недоцільне, так як необхідна заміна як електротехнічного обладнання, так і елементів каркасу та обшивки.

З метою зниження коефіцієнту SAIDI, підвищення надійності розподілу електроенергії та безпеки експлуатації обладнання, керуючись вимогами ПУЕ, АТ „Херсонобленерго” планує виконати заміну масляних вимикачів 35кВ на ПС 35/10кВ „В.Рогачик” на вакуумні вимикачі 35кВ в комплекті з трансформаторами струму 35кВ.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/10кВ “В.Рогачик”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і

направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2024 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “В.Рогачик” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ та заміною комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами;

- в 2026 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “В.Рогачик” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ та заміною комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.

ПС 35/10кВ «Новокубанская».

Однотрансформаторна підстанція 35/10 кВ “Новокубанская” була введена в експлуатацію у 1957 році. На стороні 35 кВ встановлено 3 вимикачі 35кВ типу ВТ-35/600, ВМ-35/600 які експлуатуються вже більше 60 років та має значний механічний знос, що знижує надійність експлуатації даної ПС та надійність розподілу електроенергії до споживачів. У разі пошкодження даних вимикачів або пошкодження їх окремих вузлів — відновлення роботоспроможності практично неможливе, так як більшість запчастин на даний тип вимикачів відсутні у зв'язку з зняттям їх з виробництва.

Встановлені на даний час комірки 10 кВ з вакуумними вимикачами типу КДВ-21-1 сильно зношені. Відновлення комутаційного та механічного ресурсу масляних вимикачів 10кВ не можливо із-за відсутності повного переліку номенклатури запасних частин необхідного для капітального ремонту даних вимикачів. З огляду на всі ці фактори, устаткування має сильну пошкодженість, при аварійних відключеннях приводять до розвитку аварії, при цьому крім вимикача ушкоджувались і елементи каркасу та інше обладнання комірки (трансформатори струму, прохідні та опорні ізолятори). В теперішній час комірки знаходиться в незадовільному технічному стані, що не забезпечує надійний розподіл електроенергії до споживачів, створює загрозу для обслуговуючого персоналу та не забезпечує надійний захист від проникнення тварин.

Проведення відновлювального ремонту комірок економічно недоцільне, так як необхідна заміна як електротехнічного обладнання, так і елементів каркасу та обшивки.

З метою зниження коефіцієнту SAIDI, підвищення надійності розподілу електроенергії та безпеки експлуатації обладнання, керуючись вимогами ПУЕ, АТ „Херсонобленерго” планує виконати заміну масляних вимикачів 35кВ на ПС 35/10кВ „Новокубанская” на вакуумні вимикачі 35кВ в комплекті з трансформаторами струму 35кВ.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/10кВ “Новокубанская”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і

направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2024 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Новокубанская” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ та заміною комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами;

- в 2026 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Новокубанская” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ та заміною комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.

ПС 35/10кВ «Горностаевка».

Підстанція 35/10 кВ “Горностаевка” двотрансформаторна, була введена в експлуатацію у 1962 році. На стороні 35 кВ встановлено 6 вимикачів 35кВ типу ВТ-35/630, С-35/600 які експлуатуються майже 60 років та має значний механічний знос, що знижує надійність експлуатації даної ПС та надійність розподілу електроенергії до споживачів. У разі пошкодження даних вимикачів або пошкодження їх окремих вузлів — відновлення роботоспроможності практично неможливе, так як більшість запчастин на даний тип вимикачів відсутні у зв'язку з зняттям їх з виробництва.

Встановлені на даний час комірки 10 кВ з масляними вимикачами типу ВПМ-10 сильно зношені. Відновлення комутаційного та механічного ресурсу масляних вимикачів 10кВ не можливо із-за відсутності повного переліку номенклатури запасних частин необхідного для капітального ремонту даних вимикачів. З огляду на всі ці фактори, устаткування має сильну пошкодженість, при аварійних відключеннях приводять до розвитку аварії, при цьому крім вимикача ушкоджувались і елементи каркасу та інше обладнання комірки (трансформатори струму, прохідні та опорні ізолятори). В теперішній час комірки знаходиться в незадовільному технічному стані, що не забезпечує надійний розподіл електроенергії до споживачів, створює загрозу для обслуговуючого персоналу та не забезпечує надійний захист від проникнення тварин.

Проведення відновлювального ремонту комірок економічно недоцільне, так як необхідна заміна як електротехнічного обладнання, так і елементів каркасу та обшивки.

З метою зниження коефіцієнту SAIDI, підвищення надійності розподілу електроенергії та безпеки експлуатації обладнання, керуючись вимогами ПУЕ, АТ „Херсонобленерго” планує виконати заміну масляних вимикачів 35кВ на ПС 35/10кВ „Горностаевка” на вакуумні вимикачі 35кВ в комплекті з трансформаторами струму 35кВ.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/10кВ “Горностаевка”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і

направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2024 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Горностаевка” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ та заміною комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами;

- в 2026 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Горностаевка” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ та заміною комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.

ПС 35/10кВ «Б.Остров».

Підстанція 35/10 кВ “Б.Остров” одотрансформаторна, була введена в експлуатацію у 1984 році живить більшу частину міста Гопри. На стороні 35 кВ встановлено 1 вимикач 35кВ типу ВТ-35/630 який експлуатуються більше 30 років та має значний механічний знос, що знижує надійність експлуатації даної ПС та надійність розподілу електроенергії до споживачів. У разі пошкодження даного вимикача або пошкодження його окремих вузлів — відновлення роботоспроможності практично неможливе, так як більшість запчастин на даний тип вимикача відсутні у зв'язку з зняттям його з виробництва.

Встановлені на даний час комірки 10 кВ з масляними вимикачами типу ВПМ-10 сильно зношені. Відновлення комутаційного та механічного ресурсу масляних вимикачів 10кВ не можливо із-за відсутності повного переліку номенклатури запасних частин необхідного для капітального ремонту даних вимикачів. З огляду на всі ці фактори, устаткування має сильну пошкодженість, при аварійних відключеннях приводять до розвитку аварії, при цьому крім вимикача ушкоджувались і елементи каркасу та інше обладнання комірки (трансформатори струму, прохідні та опорні ізолятори). В теперішній час комірки знаходиться в незадовільному технічному стані, що не забезпечує надійний розподіл електроенергії до споживачів, створює загрозу для обслуговуючого персоналу та не забезпечує надійний захист від проникнення тварин.

Проведення відновлювального ремонту комірок економічно недоцільне, так як необхідна заміна як електротехнічного обладнання, так і елементів каркасу та обшивки.

З метою зниження коефіцієнту SAIDI, підвищення надійності розподілу електроенергії та безпеки експлуатації обладнання, керуючись вимогами ПУЕ, АТ „Херсонобленерго” планує виконати заміну масляних вимикачів 35кВ на ПС 35/10кВ „Б.Остров” на вакуумні вимикачі 35кВ в комплекті з трансформаторами струму 35кВ.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/10кВ “Б.Остров”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності

електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2024 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для технічного переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Б.Острів” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ та заміною комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами;

- в 2026 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ “Б.Острів” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ та заміною комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.

Будівництво ПС 35/10кВ «Перемоги».

У зв'язку з значним ростом навантажень в центральній частині міста Херсон, що спостерігається за останні роки, а також з урахуванням вікового стану мереж і неможливістю їх додаткового навантаження без глобальної заміни одиниць та вузлів, необхідним є розвиток живлячих міських мереж шляхом підведення напруги 35 кВ до центрів навантаження та збільшення встановленої потужності існуючих ПС, а саме будівництво ПС 35/10 кВ “Перемоги” (проектна назва) з двома трансформаторами потужністю 10 МВА кожен.

Будівництво ПС 35/10 кВ “Перемоги” є оптимальним вирішенням проблем даного енерговузла.

- в 2026 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для будівництва ПС 35/10кВ «Перемоги».

Будівництво ПС 35/10кВ «Олешківська».

У зв'язку з значним ростом навантажень в центральній частині міста Олешки, що спостерігається за останні роки, а також з урахуванням вікового стану мереж і неможливістю їх додаткового навантаження без глобальної заміни одиниць та вузлів, необхідним є розвиток живлячих міських мереж шляхом підведення напруги 35 кВ до центрів навантаження та збільшення встановленої потужності існуючих ПС, а саме будівництво ПС 35/10 кВ “Олешківська” (проектна назва) з двома трансформаторами потужністю 10 МВА кожен.

Будівництво ПС 35/10 кВ “Олешківська” є оптимальним вирішенням проблем даного енерговузла.

- в 2026 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для будівництва ПС 35/10кВ «Олешківська».

ПС 35/10кВ «Северная».

ПС 35/10 кВ „Северная” - двотрансформаторна підстанція з встановленою потужністю 26 МВА, була введена в експлуатацію в 1962 р.

ПС 35/10кВ „Северная” забезпечує живлення споживачів I і II категорії по кабельним лініям 10кВ, в яких виникають однофазні замикання на “землю”, під час яких створюється дугове замикання на землю. Однофазне дугове замикання в свою чергу супроводжується короткочасним підвищенням напруги вище номінальної напруги мережі 10кВ, що і завдає максимальних збитків, при пошкодженнях - із ладу виходять кабелі, силове обладнання. Величина струму однофазного замикання на землю залежить від сумарної ємності кабельних та повітряних ліній 10кВ і необхідність облаштуванням ДГК регламентовано нормативними документами в залежності від величини струму замикання на землю. Так, у відповідності до вимог ПУЕ в мережі 10кВ при струмі замикання на землю більше 30 А потрібно встановлювати ДГК.

Станом на 20.01.2019р. при роботі мереж ПС 35/10кВ „Северная” по схемі нормального режиму СНР величина ємнісного струму мереж 10кВ 1СШ та 2СШ складає 52,16А.

Компенсація замикання ємнісного струму на землю в даних мережах за допомогою дугогасного реактора є безконтактним засобом гасіння заземлюючої дуги, мета якого - зменшення струму замикання на землю через місце пошкодження до мінімальних значень і забезпечення надійного дугогасіння в місці пошкодження; обмеження перенапруг, що виникають при дугових замиканнях на землю, до значень, безпечних для ізоляції експлуатованого обладнання; плавне відновлення напруги на пошкодженій фазі після гасіння заземлюючої дуги, що сприяє відновленню діелектричних властивостей місця пошкодження і тим самим збереження якості електроенергії у споживачів.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/10кВ „Северная”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами), а саме:

- в 2023 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ „Северная” із облаштуванням ДГК-10кВ.

ПС-35/10 "Мирная"

Підстанція 35/10кВ “Мирная” була введена в експлуатацію у 1968 році. На стороні 10кВ встановлено 10 масляних вимикачів типу ВМГ-133/600 та ВМБ-10/400, які експлуатуються вже більше 50 років та мають значний механічний знос, що унеможливорює організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

Лінія Л-8545 на ПС 35/10кВ “Мирная” має найвищий коефіцієнт SAIDI (0,242%), що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є заміна комірки з масляним вимикачем 10кВ Л-

8545 на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI (прогнозовано до 0,121%). Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) лінії Л-8545 більш ніж у 50% - є успішним.

Релейна шафа Л-8545 укомплектована захистом який складається з одного ступіню МСЗ з використанням електронних реле типу РС80-М2-14, і електромеханічного захисту від замикань на землю з дією на сигнал.

Аналіз аварійних відключень комірок 10кВ ПС-35/10кВ «Мирная» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикачів 10 кВ, включно з такими функціями, як направлені багатоступеневі захисти, АПВ і обчислення відстані до місця пошкодження по ПЛ-10кВ

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 10кВ необхідно облаштувати комірку 10кВ ПС-35/10кВ «Мирная» пристроями типу РС83-АВЗ (або аналог), які мають згадані вище функції.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до нього запроєктованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикачів, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК РЕМ. Для передачі телемеханічної інформації будується два канали передачі даних - основний та резервний.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ «Мирная» та складено [ДЕФЕКТНИЙ АКТ\(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ\)](#) від 12.03.2021р для визначення обсягів робіт з заміни комірки з масляним вимикачем 10кВ на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ комірки Л-8545 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ розроблено проектно-кошторисну документацію «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «Мирная» з заміною комірки з масляним вимикачем 10кВ Л-8545 на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА» буде виготовлено господарським способом у 2021 році.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 750 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 750 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 2333,70 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$2333,70 * 6 \text{ годин} = 14002,20 \text{ кВт г}$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

В лік. = $1,68 * 14002,20 = 23523,70 \text{ грн.}$

Також слід враховувати, що споживачі залишаються знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 732 та юридичних 46 загалом 770 ТКО більше 24

годин сума надання компенсації становитиме:

$$\text{Вкомпенс.} = 732 * 200 \text{грн} + 46 * 400 \text{грн} = 164800 \text{грн.}$$

$$\text{В експ.} = \text{Вкомпенс.} + \text{Влік.} = 164800 + 23523,70 = 188323,70 \text{грн}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$\text{Ток} = 750000 / 188323,70 = 4 \text{ років.}$$

Таким чином, процес заміни масляного вимикача 10кВ на вакуумний вимикач 10кВ комірки Л-8545 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для зниження коефіцієнту SAIDI на ПС 35/10кВ “Мирная”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2022 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «Мирная» з заміною масляного вимикача 10кВ на вакуумний вимикач 10кВ комірки Ф-8545 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

ПС 35/10кВ «Ключевая»

Підстанція 35/10кВ “Ключевая” була введена в експлуатацію у 1970 році. На стороні 10кВ встановлено 9 масляних вимикачів типу ВМГ-10/630 та ВМГ-133/600, які експлуатуються вже близько 50 років та мають значний механічний знос, що унеможлиблює організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

Лінії Л-8651, Л-8652 та Л-8653 на ПС 35/10кВ “Ключевая” мають найвищий коефіцієнт SAIDI (0,73%), що є недопустимим фактом та потребують комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є заміна масляних вимикачів 10кВ Л-8651, Л-8652 та Л-8653 на вакуумні вимикачі 10кВ для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI (прогнозовано до 0,36%). Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) ліній Л-8651, Л-8652 та Л-8653 більш ніж у 50% - є успішним.

Релейні шафи Л-8651, Л-8652 та Л-8653 укомплектовані захистом який складається з одного ступіню МСЗ з використанням електронних реле типу РС80-М2-14, і електромеханічного захисту від замикань на землю з дією на сигнал.

Аналіз аварійних відключень комірок 10кВ ПС-35/10кВ «Ключевая» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикачів 10 кВ, включно з такими функціями, як направлені багатоступеневі захисти, АПВ і обчислення відстані до місця пошкодження по ПЛ-10кВ.

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 10кВ необхідно облаштувати комірки 10кВ ПС-35/10кВ «Ключевая» пристроями типу РС83-АВЗ (або аналог), які мають згадані вище функції.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до

нього запроєктованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикачів, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК РЕМ. Для передачі телемеханічної інформації буде створено два канали передачі даних - основний та резервний.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ “Ключевая” та складено ДЕФЕКТНИЙ АКТ(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ) від 17.03.2021р для визначення обсягів робіт з заміни масляних вимикачів 10кВ Л-8651, Л-8652 та Л-8653 на вакуумні вимикачі 10кВ з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЄКТУВАННЯ розроблено проектно-кошторисну документацію “Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «Ключевая» з заміною масляних вимикачів 10кВ на вакуумні вимикачі 10кВ комірок Л-8651, Л-8652 та Л-8653 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.” буде виготовлено господарським способом у 2021 році.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 1750 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 1750 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляних вимикачів з сумарним навантаженням 5087,80 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$$5087,80 * 6 \text{ годин} = 30526,80 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$\text{В лік.} = 1,68 * 30526,80 = 51285,02 \text{ грн.}$$

Також слід враховувати, що споживачі залишаться знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 890 та юридичних 110 загалом 964 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$$\text{Вкомпенс.} = 890 * 200 \text{ грн} + 110 * 400 \text{ грн} = 222000 \text{ грн.}$$

$$\text{В експ.} = \text{Вкомпенс.} + \text{Влік.} = 222000 + 51285,02 = 273285,02 \text{ грн}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$\text{Ток} = 1750 \text{ 000} / 273285,02 = 6,4 \text{ року.}$$

Таким чином, процес заміни масляних вимикачів 10кВ Л-8651, Л-8652 та Л-8653 на вакуумні вимикачі 10кВ з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для зниження коефіцієнту SAIDI на ПС 35/10кВ “Ключевая”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу

(зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2022 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «Ключевая» з заміною масляних вимикачів 10кВ на вакуумні вимикачі 10кВ комірок Ф-8651, Ф-8652 та Ф-8653 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

ПС 35/10кВ «Богдановка»

Підстанція 35/10кВ «Богдановка» була введена в експлуатацію у 1988 році. На стороні 10кВ встановлено 11 масляних вимикачів типу ВММ-10/400, які експлуатуються вже більше 30 років та мають значний механічний знос, що унеможливує організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

Лінія Л-908 на ПС 35/10кВ «Богдановка» має найвищий коефіцієнт SAIDI (0,090%), що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є заміна комірки з масляним вимикачем 10кВ Л-908 на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI (прогнозовано до 0,045%). Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) лінії Л-908 більш ніж у 50% - є успішним.

Релейна шафа Л-908 укомплектована захистом який складається з одного ступіню МСЗ з використанням електронних реле типу РС80-М2-14, і електромеханічного захисту від замикань на землю з дією на сигнал.

Аналіз аварійних відключень комірок 10кВ ПС-35/10кВ «Богдановка» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикачів 10 кВ, включно з такими функціями, як направлені багатоступеневі захисти, АПВ і обчислення відстані до місця пошкодження по ПЛ-10кВ

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 10кВ необхідно облаштувати комірку 10кВ ПС-35/10кВ «Богдановка» пристроями типу РС83-АВЗ (або аналог), які мають згадані вище функції.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до нього запроєктованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикачів, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК РЕМ. Для передачі телемеханічної інформації будується два канали передачі даних - основний та резервний.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ «Богдановка» та складено [ДЕФЕКТНИЙ АКТ\(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ\)](#) від 12.03.2021р для визначення обсягів робіт з заміни комірки з масляним вимикачем 10кВ на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ комірки Л-908 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ розроблено проектно-кошторисну документацію «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ

«Богдановка» з заміною комірки з масляним вимикачем 10кВ Л-908 на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА” було виготовлено господарським способом у 2021 році.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 750 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 750 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 1240,86 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$$1240,86 * 6 \text{ годин} = 7445,16 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$В \text{ лік.} = 1,68 * 7445,16 = 12507,87 \text{ грн.}$$

Також слід враховувати, що споживачі залишаються знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 186 та юридичних 36 загалом 211 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$$В \text{ компенс.} = 186 * 200 \text{ грн} + 36 * 400 \text{ грн} = 51600 \text{ грн.}$$

$$В \text{ експ.} = В \text{ компенс.} + В \text{ лік.} = 51600 + 12507,87 = 64107,87 \text{ грн}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$Ток = 750000 / 64107,87 = 11,7 \text{ років.}$$

Таким чином, процес заміни масляного вимикача 10кВ на вакуумний вимикач 10кВ комірки Л-908 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для зниження коефіцієнту SAIDI на ПС 35/10кВ “Богдановка”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2022 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «Богдановка» з заміною масляного вимикача 10кВ на вакуумний вимикач 10кВ комірки Ф-908 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

ПС 35/10кВ «Высоковская»

Підстанція 35/10кВ “Высоковская” була введена в експлуатацію у 1969 році. На стороні 10кВ встановлено 7 масляних вимикачів типу ВМГ-133/600, які експлуатуються вже більше 50 років та мають значний механічний знос, що унеможлиблює організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

Лінія Л-1013 на ПС 35/10кВ “Высоковская” має найвищий коефіцієнт SAIDI (0,076%), що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на

його зниження. Одним із цих заходів є заміна комірки з масляним вимикачем 10кВ Л-1013 на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI (прогнозовано до 0,044%). Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) лінії Л-1013 більш ніж у 50% - є успішним.

Релейна шафа Л-1013 укомплектована захистом який складається з одного ступіню МСЗ з використанням електронних реле типу РС80-М2-14, і електромеханічного захисту від замикань на землю з дією на сигнал.

Аналіз аварійних відключень комірок 10кВ ПС-35/10кВ «Высоковская» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикачів 10 кВ, включно з такими функціями, як направлені багатоступеневі захисти, АПВ і обчислення відстані до місця пошкодження по ПЛ-10кВ

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 10кВ необхідно облаштувати комірку 10кВ ПС-35/10кВ «Высоковская» пристроями типу РС83-АВЗ (або аналог), які мають згадані вище функції.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до нього запроєктованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикачів, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК РЕМ. Для передачі телемеханічної інформації будується два канали передачі даних - основний та резервний.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ «Высоковская» та складено [ДЕФЕКТНИЙ АКТ\(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ\)](#) від 17.03.2021р для визначення обсягів робіт з заміни комірки з масляним вимикачем 10кВ на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ комірки Л-1013 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ розроблено проектно-кошторисну документацію «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «Высоковская» з заміною комірки з масляним вимикачем 10кВ Л-1013 на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА» буде виготовлено у 2021 році.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 750 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 750 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 545,2 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$545,2 * 6 \text{ годин} = 3271,20 \text{ кВт г}$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

В лік. = $1,68 * 3271,20 = 5495,62 \text{ грн.}$

Також слід враховувати, що споживачі залишаться знеструмлені на час ремонту з

кількістю побутових споживачів 147 та юридичних 11 загалом 156 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$$\text{Вкомпенс.} = 147 * 200 \text{грн} + 11 * 400 \text{грн} = 33800 \text{грн.}$$

$$\text{В експ.} = \text{Вкомпенс.} + \text{Влік.} = 33800 + 5495,62 = 39295,62 \text{ грн}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$\text{Ток} = 750000 / 39295,62 = 16 \text{ років.}$$

Таким чином, процес заміни масляного вимикача 10кВ на вакуумний вимикач 10кВ комірки Л-1013 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для зниження коефіцієнту SAIDI на 35/10кВ “Высоковская”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2022 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) 35/10кВ “Высоковская” з заміною масляного вимикача 10кВ на вакуумний вимикач 10кВ комірки Ф-1013 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

ПС 35/10кВ «Григорьевка»

Підстанція 35/10кВ “Григорьевка” була введена в експлуатацію у 1985 році. На стороні 10кВ встановлено 8 масляних вимикачів типу ВМП-10/630, які експлуатуються вже близько 40 років та мають значний механічний знос, що унеможливує організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

Лінія Л-751 на ПС 35/10кВ “Григорьевка” має найвищий коефіцієнт SAIDI (0,311%), що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є заміна комірки з масляним вимикачем 10кВ Л-751 на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI (прогнозовано до 0,244%). Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) лінії Л-751 більш ніж у 50% - є успішним.

Релейна шафа Л-751 укомплектована захистом який складається з одного ступіню МСЗ з використанням електронних реле типу РС80-М2-14, і електромеханічного захисту від замикань на землю з дією на сигнал.

Аналіз аварійних відключень комірок 10кВ ПС-35/10кВ «Григорьевка» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикачів 10 кВ, включно з такими функціями, як направлені багатоступеневі захисти, АПВ і обчислення відстані до місця пошкодження по ПЛ-10кВ

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 10кВ необхідно облаштувати комірку 10кВ ПС-35/10кВ «Григорьевка» пристроями типу РС83-АВ3 (або аналог), які мають згадані вище функції.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до

нього запроєктованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикачів, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК РЕМ. Для передачі телемеханічної інформації буде створено два канали передачі даних - основний та резервний.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ «Григорьевка» та складено ДЕФЕКТНИЙ АКТ(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ) від 12.03.2021р для визначення обсягів робіт з заміни комірки з масляним вимикачем 10кВ на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ комірки Л-751 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ розроблено проектно-кошторисну документацію «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «Григорьевка» з заміною комірки з масляним вимикачем 10кВ Л-751 на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА» буде виготовлено господарським способом у 2021 році.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 750 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 750 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 1673,8 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$$1673,8 * 6 \text{ годин} = 10042,80 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$\text{В лік.} = 1,68 * 10042,80 = 16871,90 \text{ грн.}$$

Також слід враховувати, що споживачі залишаться знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 419 та юридичних 60 загалом 456 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$$\text{Вкомпенс.} = 419 * 200 \text{ грн} + 60 * 400 \text{ грн} = 107800 \text{ грн.}$$

$$\text{В експ.} = \text{Вкомпенс.} + \text{Влік.} = 107800 + 16871,90 = 124671,90 \text{ грн}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$\text{Ток} = 750000 / 124671,90 = 6 \text{ років}$$

Таким чином, процес заміни масляного вимикача 10кВ на вакуумний вимикач 10кВ комірки Л-751 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ «Херсонобленерго» передбачається комплекс заходів для зниження коефіцієнту SAIDI на ПС 35/10кВ «Григорьевка», та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання

(безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2022 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «Григорьевка» з заміною масляного вимикача 10кВ на вакуумний вимикач 10кВ комірки Л-751 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

ПС 35/10кВ «Константиновка»

Підстанція 35/10кВ «Константиновка» була введена в експлуатацію у 1963 році. На стороні 10кВ встановлено 7 масляних вимикачів типу ВМП-10/630 та ВМГ-133/600, які експлуатуються вже близько 52 років та мають значний механічний знос, що унеможливорює організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

Лінії Л-291, Л-294, Л-292 та Л-293 на ПС 35/10кВ «Константиновка» мають коефіцієнт SAIDI(0,180%), що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є заміна комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI. Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) ліній Л-291, Л-294, Л-292 та Л-293 більш ніж у 50% - є успішним.

Релейні шафи Л-291, Л-294, Л-292 та Л-293 укомплектовані захистом який складається з одного ступіню МСЗ з використанням електронних реле типу РС80-М2-14, і електромеханічного захисту від замикань на землю з дією на сигнал.

Аналіз аварійних відключень комірок 10кВ ПС-35/10кВ «Константиновка» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикачів 10 кВ, включно з такими функціями, як направлені багатоступеневі захисти, АПВ і обчислення відстані до місця пошкодження по ПЛ-10кВ

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 10кВ необхідно облаштувати комірки 10кВ ПС-35/10кВ «Константиновка» пристроями типу РС83-АВЗ (або аналог), які мають згадані вище функції.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до нього запроєктованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикачів, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК РЕМ. Для передачі телемеханічної інформації будується два канали передачі даних - основний та резервний.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ «Константиновка» та складено [ДЕФЕКТНИЙ АКТ\(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ\)](#) від 19.03.2021р для визначення обсягів робіт з заміни комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ розроблено проектно-кошторисну документацію «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «Константиновка» з заміною комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з

вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА” було виготовлено господарським способом у 2021 році.

Експертний висновок по проекту виконано ТОВ «ЕКСПЕРТИЗА МВК» у 2021 році.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 3800 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 3800 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 6800,86 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$6800,86 * 6 \text{ годин} = 40805,16 \text{ кВт г}$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$\text{В лік.} = 1,68 * 40805,16 = 68552,67 \text{ грн.}$

Також слід враховувати, що споживачі залишаються знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 1343 та юридичних 205 загалом 1486 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$\text{Вкомпенс.} = 1343 * 200 \text{ грн} + 205 * 400 \text{ грн} = 350600 \text{ грн.}$

$\text{В експ.} = \text{Вкомпенс.} + \text{Влік.} = 350600 + 68552,67 = 419152,67 \text{ грн}$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$\text{Ток} = 3800000 / 419152,67 = 9,1 \text{ років.}$

Таким чином, процес заміни комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірочки 10кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/10кВ «Константиновка», забезпечення надійності розподілу електроенергії до споживачів та безпеку експлуатації обладнання”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об’єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); а саме:

- в 2022 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «Константиновка» з заміною комірок 1 та 2 СШ-10 кВ з масляними вимикачами на комірочки 10 кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, телемеханізацією та зв'язком.

ПС 35/10кВ «В.Александровка»

Підстанція 35/10кВ “В.Александровка” була введена в експлуатацію у 1957 році. На стороні 10кВ встановлено 13 масляних вимикачів типу ВМГ-10/630 та КДВ-10/630, які експлуатуються вже близько 64 років та мають значний механічний знос, що унеможливорює організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

Лінії Л-1301, Л-1302, Л-1303, Л-1304, Л-1305, Л-1306, Л-1307, Л-1308 та Л-1309 на ПС 35/10кВ “В.Александровка” мають коефіцієнт SAIDI(1,392%), що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є заміна комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI. Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) ліній Л-1301, Л-1302, Л-1303, Л-1304, Л-1305, Л-1306, Л-1307, Л-1308 та Л-1309 більш ніж у 50% - є успішним.

Релейні шафи Л-1301, Л-1302, Л-1303, Л-1304, Л-1305, Л-1306, Л-1307, Л-1308 та Л-1309 укомплектовані захистом який складається з одного ступіню МСЗ з використанням електронних реле типу РС80-М2-14, і електромеханічного захисту від замикань на землю з дією на сигнал.

Аналіз аварійних відключень комірок 10кВ ПС-35/10кВ «В.Александровка» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикачів 10 кВ, включно з такими функціями, як направлені багатоступеневі захисти, АПВ і обчислення відстані до місця пошкодження по ПЛ-10кВ

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 10кВ необхідно облаштувати комірки 10кВ ПС-35/10кВ «В.Александровка» пристроями типу РС83-АВЗ (або аналог), які мають згадані вище функції.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до нього запроєктованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикачів, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК РЕМ. Для передачі телемеханічної інформації будується два канали передачі даних - основний та резервний.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ “В.Александровка” та складено [ДЕФЕКТНИЙ АКТ\(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ\)](#) від 19.03.2021р для визначення обсягів робіт з заміни комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ розроблено проектно-кошторисну документацію “Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «В.Александровка» з заміною комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА” було виготовлено господарським способом у 2021 році.

Експертний висновок по проекту виконано ТОВ «ЕКСПЕРТИЗА МВК» у 2021 році.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 7800 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 7800 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 20476,76 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$$20476,76 * 6 \text{ годин} = 122860,56 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$\text{В лік.} = 1,68 * 122860,56 = 206405,74 \text{ грн.}$$

Також слід враховувати, що споживачі залишаться знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 4757 та юридичних 432 загалом 5189 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$$\text{Вкомпенс.} = 4757 * 200 \text{ грн} + 432 * 400 \text{ грн} = 1124200 \text{ грн.}$$

$$\text{В експ.} = \text{Вкомпенс.} + \text{Влік.} = 1124200 + 206405,74 = 1330605,74 \text{ грн}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$\text{Ток} = 7800000 / 1330605,74 = 5,9 \text{ років.}$$

Таким чином, процес заміни комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірочки 10кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/10кВ «В.Александровка», та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами), а саме:

- в 2022 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) з заміною комірок 1 та 2 СШ-10 кВ з масляними вимикачами на комірочки 10 кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, телемеханізацією та зв'язком.

ПС 35/10кВ «Новорайская»

Двотрансформаторна підстанція 35/10 кВ “Новорайская” була введена в експлуатацію у 1969 році. На стороні 35 кВ встановлено 2 вимикачі 35кВ типу С-35/630 який експлуатуються вже близько 50 років та має значний механічний знос, що знижує надійність експлуатації даної ПС та надійність розподілу електроенергії до споживачів.

На стороні 10кВ встановлено 10 масляних вимикачів типу ВМГ-10/630 та ВМГ-133/600, які експлуатуються вже близько 52 років та мають значний механічний знос, що унеможливорює організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

Лінії Л-1028, Л-1024, Л-1021, Л-1026, Л-1022, Л-1023 та Л-1027 на ПС 35/10кВ “Новорайская” мають коефіцієнт SAIDI, що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є заміна комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірочки 10кВ з вакуумними вимикачами для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI. Як правило,

ручне повторне вмикання (РПВ) ліній Л-1028, Л-1024, Л-1021, Л-1026, Л-1022, Л-1023 та Л-1027 більш ніж у 50% - є успішним.

Релейні шафи Л-1028, Л-1024, Л-1021, Л-1026, Л-1022, Л-1023 та Л-1027 укомплектовані захистом який складається з одного ступіню МСЗ з використанням електронних реле типу РС80-М2-14, і електромеханічного захисту від замикань на землю з дією на сигнал.

Аналіз аварійних відключень комірок 10кВ ПС-35/10кВ «Новорайская» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикачів 10 кВ, включно з такими функціями, як направлені багатоступеневі захисти, АПВ і обчислення відстані до місця пошкодження по ПЛ-10кВ

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 10кВ необхідно облаштувати комірки 10кВ ПС-35/10кВ «Новорайская» пристроями типу РС83-АВЗ (або аналог), які мають згадані вище функції.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до нього запроєктованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикачів, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК РЕМ. Для передачі телемеханічної інформації будується два канали передачі даних - основний та резервний.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ “Новорайская” та складено ДЕФЕКТНИЙ АКТ(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ) від 19.03.2021р для визначення обсягів робіт з заміни комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ розроблено проектно-кошторисну документацію “Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «Новорайская» з заміною комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА” було виготовлено господарським способом у 2021 році.

Експертний висновок по проекту виконано ТОВ «ЕКСПЕРТИЗА МВК» у 2021 році.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 3500 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 3500 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 5530,76 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$5530,76 * 6 \text{ годин} = 33184,56 \text{ кВт г}$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

В лік. = $1,68 * 33184,56 = 55750,06 \text{ грн.}$

Також слід враховувати, що споживачі залишаються знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 1051 та юридичних 65 загалом 1116 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

Вкомпенс.= 1051*200грн +65*400грн= 236200грн.

В експ.= Вкомпенс. +Влік. =236200+55750,06= 291950,06 грн

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

Ток = 3500000/ 291950,06 = 12 років.

Таким чином, процес заміни комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/10кВ «Новорайская», та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2022 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «Новорайская» з заміною комірок 1 та 2 СШ-10 кВ з масляними вимикачами на комірки 10 кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, телемеханізацією та зв'язком.

ПС 35/10кВ «Порт»

Підстанція 35/10кВ “Порт” була введена в експлуатацію у 1986 році. На стороні 10кВ встановлено 16 масляних вимикачів типу ВМП-10/630 та ВК-10/630 , які експлуатуються вже близько 34 років та мають значний механічний знос, що унеможлиблює організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

За роки існування, а це близько 34 років, вказане обладнання неодноразово пошкоджувалось, а за відсутності повної номенклатури запчастин його експлуатаційний ресурс повністю не відновлювався, що на даний час не забезпечує надійний розподіл електроенергії до споживачів та створює загрозу для обслуговуючого персоналу. Проведення відновлювального ремонту даних комірок та обладнання економічно недоцільне, так як необхідна заміна як електротехнічного обладнання, так і елементів каркасу та обшивки.

Лінії Л-49, Л-48, Л-47, Л-410, Л-411 та Л-412, на ПС 35/10кВ “Порт” мають коефіцієнт SAIDI, що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є заміна комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI. Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) ліній Л-49, Л-48, Л-47, Л-410, Л-411 та Л-412 більш ніж у 50% - є успішним.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до нього запроєктованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикачів, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК РЕМ. Для передачі телемеханічної інформації будується два канали передачі даних - основний та резервний.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання ПС-35/10кВ «Порт», а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про вид, напрямок і зону пошкодження.

В листопаді 2020 року було обстежено ПС 35/10кВ «Порт» та складено ДЕФЕКТНИЙ АКТ(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ) від 19.11.2020р для визначення обсягів робіт з заміни комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ розроблено проектно-кошторисну документацію «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «Порт» з заміною комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА» буде виготовлено у 2021 році.

Експертний висновок по проекту виконано ТОВ «ЕКСПЕРТИЗА МВК» у 2020 році.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 6500 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 5500 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 16971,96 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$16971,96 * 6 \text{ годин} = 101831,76 \text{ кВт г}$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

В лік. = $1,68 * 101831,76 = 171077,36 \text{ грн.}$

Також слід враховувати, що споживачі залишаться знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 4752 та юридичних 199 загалом 4951 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

Вкомпенс. = $4752 * 200 \text{ грн} + 199 * 400 \text{ грн} = 1030000 \text{ грн.}$

В експ. = Вкомпенс. + Влік. = $1030000 + 171077,36 = 1201077,36 \text{ грн}$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

Ток = $5500000 / 1201077,36 = 4,5 \text{ років.}$

Таким чином, процес заміни комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ «Херсонобленерго» передбачається комплекс заходів для зниження коефіцієнту SAIDI на ПС 35/10кВ «Порт», та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами): а саме:

- в 2022 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ

«Порт» з заміною масляних вимикачів 10кВ на вакуумні вимикачі 10 кВ комірок 10 кВ з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

ПС 35/6кВ «Киндийская».

ПС 35/6 кВ „Киндийская” - двотрансформаторна підстанція з встановленою потужністю 20 МВА, була введена в експлуатацію в 1968р.

ПС 35/6 кВ „Киндийская” забезпечує живлення споживачів I і II категорії по кабельним лініям 6кВ, в яких виникають однофазні замикання на “землю”, під час яких створюється дугове замикання на землю. Однофазне дугове замикання в свою чергу супроводжується короткочасним підвищенням напруги вище номінальної напруги мережі 6кВ, що і завдає максимальних збитків, при пошкодженнях - із ладу виходять кабелі, силові обладнання. Величина струму однофазного замикання на землю залежить від сумарної ємності кабельних та повітряних ліній 6кВ і необхідність облаштування ДГК регламентовано нормативними документами в залежності від величини струму замикання на землю. Так, у відповідності до вимог ПУЕ в мережі 6кВ при струмі замикання на землю більше 30 А потрібно встановлювати ДГК.

Станом на 20.01.2019р. при роботі мереж ПС 35/6 кВ „Киндийская” по схемі нормального режиму СНР величина ємнісного струму мереж 6кВ 1СШ та 2СШ складає 52,16А.

Компенсація замикання ємнісного струму на землю в даних мережах за допомогою дугогасного реактора є безконтактним засобом гасіння заземлюючої дуги, мета якого - зменшення струму замикання на землю через місце пошкодження до мінімальних значень і забезпечення надійного дугогасіння в місці пошкодження; обмеження перенапруг, що виникають при дугових замиканнях на землю, до значень, безпечних для ізоляції експлуатованого обладнання; плавне відновлення напруги на пошкодженій фазі після гасіння заземлюючої дуги, що сприяє відновленню діелектричних властивостей місця пошкодження і тим самим збереження якості електроенергії у споживачів.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/6 кВ „Киндийская”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами), а саме:

- в 2023 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/6 кВ „Киндийская” із облаштуванням ДГК-6кВ.

ПС 35/10кВ «Тавричанка».

ПС 35/10 кВ „Тавричанка” - двотрансформаторна підстанція з встановленою потужністю 5 МВА, була введена в експлуатацію в 1972р.

На стороні 35 кВ встановлено 2 ввідні вимикачі 35кВ типу ВТ-35/630 (1972 року виготовлення) та С-35/630 (1998 року виготовлення) які експлуатуються вже близько

40 років та 24 відповідно та мають значний механічний знос, що знижує надійність експлуатації даної ПС та надійність розподілу електроенергії до споживачів. У разі пошкодження даних вимикачів або пошкодження їх окремих вузлів - відновлення роботоспроможності практично неможливе, так як більшість запчастин на даний тип вимикачів відсутні у зв'язку з зняттям їх з виробництва.

Для підвищення показників надійності електропостачання споживачів, а саме можливості виконання оперативних перемикачів по транзиті 35 кВ без відключення силових трансформаторів з приєднаними споживачами. Існуюча схема ВРП-35 кВ ПС 35/10кВ «Тавричанка» не дозволяє виконувати такі перемикачів без відключення споживачів.

На підставі вищевикладеного, в електричних мережах АТ «Херсонобленерго» передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 35/10 кВ „Тавричанка”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами), а саме:

- в 2023 році технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) заміну масляних вимикачів 35кВ на ПС 35/10кВ «Тавричанка» на вакуумні вимикачі 35кВ в комплекті з трансформаторами струму 35кВ та облаштуванням секційним вимикачем 35 кВ.

22.3. Релейний захист та автоматика Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-150кВ Карантинная-1,2 ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ".

ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» (інв№ 000576) - двотрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1968 р., має дві робочі, та одну обхідну секції шин 150кВ, дві секції шин 35кВ і чотири секції шин -10кВ. Потужність силових трансформаторів 1Т і 2Т - по 60 МВА кожний.

ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» - це вузлова підстанція, яка живиться двома ПЛ-150 кВ від ПС-330 «Херсонская», і є одним з джерел живлення транзиту 150кВ «Октябрьская – П.Покровская – ХНПЗ – Коммунальная – ХТЭЦ – Никольская – Ках.ГЭС», та споживачів м. Херсон і Білозерського району Херсонської області.

До шин 150кВ ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» підключені дві ПЛ-150кВ “Карантинная-1”, ПЛ-150кВ “Карантинная-2”, від яких живиться тупикова абонентська підстанція “Карантинна”. Вказані ПЛ-150кВ облаштовані спрощеними панелями електромеханічних захистів, таких, як МСЗ, струмова відсічка, захист від замикань на землю.

Ці панелі захистів введені в експлуатацію у 1969 році, мають термін експлуатації 52 роки, що майже вдвічі перевищує нормований термін експлуатації для електромеханічних пристроїв РЗА, і мають значний фізичний знос.

Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих панелей не дає можливості відновити їх первинний технічний стан. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих пристроях відсутні функції та можливості, притаманні сучасним мікропроцесорним пристроям релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристрою та периферійних ланцюгів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики.

Панелі, захистів згідно [Акту обстеження №101 від 20.03.21р.](#), мають фізичний знос механічної частини релейної апаратури більше 75%, та знос ізоляції монтажних провідників від 60 до 80%. З цієї причини на вказаній панелі часто виникають дефекти, через які потребують технічного обслуговування панелі, не менше ніж один раз на рік (замість встановленої періодичності технічного обслуговування - 3 роки для пристроїв з терміном експлуатації до 25 років), що призводить до більшої завантаженості персоналу СРЗА.

Крім того, під час технічного обслуговування часто виникає потреба заміни окремих комплектуючих через їх повний механічний знос, що приводить до додаткових витрат коштів на обслуговування вказаного обладнання.

Додатково, електромеханічні панелі захистів мають моральний знос: обмеженість в кількості додаткових функцій, відсутність вмонтованого реєстратора аварійних подій на ПЛ-150кВ, відсутність вмонтованої діагностики справності панелі захисту та її окремих блоків, що в кінцевому рахунку негативно впливає на час пошуку і усунення пошкоджень обладнання, як первинного так і вторинного, і на час відключеного стану споживачів.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, та на підставі завдання на розробку робочого проекту «[Технічне переоснащення \(заміна одиниць та вузлів\) РЗА ПЛ-150кВ Карантинная-1,2 ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ"](#)» у 2022 році заплановано заміну існуючих електромеханічних пристроїв РЗА, які застаріли та технічний ресурс яких вичерпано, на мікропроцесорні пристрої захистів типу Діамант L014 (або аналог) в кількості 2шт.

Заплановані витрати коштів на 2022 рік: $450 * 2 = 900$ тис.грн.

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	450 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	4
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	5 днів
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочий день	250 грн.
Витрати на ремонт за рік	20 тис. грн.
Відстань до ПС	2*20 км.
Ціна 1 літра палива	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./ день

Розрахунок:

- Витрати на паливо:
 $40 \text{ км} \times 20 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 143,2 \text{ л.}$
 $1217,2 \times 30 = 4290 \text{ грн.}$
- ЗП працівників:
 $250 \times 20 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 15000 \text{ грн.}$
- ЗП водія:
 $136 \times 20 \text{ (днів)} = 2720 \text{ грн.}$
- ЗП разом:
 $2720 + 15000 = 17720 \text{ грн.}$
- Сума витрат:
 $17720 + 36516 + 20000 = 74236 \text{ грн.}$
- Термін окупності одного пристрою:
 $450 / 74,236 = 6,06 \text{ року.}$

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-150/35/10кВ "Н.Троицкая".

ПС-150/35/10кВ «Н.Троицкая» (інв.№ 013248) – двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1967 р., має дві робочі, та одну обхідну секції шин 150кВ, та по дві секції шин 35кВ і 10кВ, секціоновані вимикачами 35кВ і 10кВ. Потужність силових трансформаторів : 1Т - 40МВА, 2Т - 25МВА.

ПС-150/35/10кВ «Н.Троицкая» - це вузлова підстанція, яка включена в транзит 150кВ «Каховская-330 - Дудчино – Н.Троицкая – Партизаны».

До шин 150кВ крім транзитних ПЛ-150кВ «Дудчино» та ПЛ-150кВ «Партизаны» підключені п'ять ПЛ-150кВ: ПЛ-150кВ «Оверьяновская ВЭС» і ПЛ-150кВ «Новотроицкая ВЭС», з підключеними до них вітровими станціями по 80МВА кожна, та ПЛ-150кВ «Н.Алексеевка», ПЛ-150 «Н.Тимофеевка-1», ПЛ-150 «Н.Тимофеевка-2».

Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т ПС-150/35/10кВ «Н.Троицкая» введені в експлуатацію у 1967 році, мають термін експлуатації 50 років, і вже двічі вичерпали нормативний термін експлуатації. Ці комплекти мають значний моральний та фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в комплектах захистів силових трансформаторів відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристрою, ланцюгів включення/відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики.

Додатково можна відзначити невідповідність існуючих комплектів захистів силових трансформаторів сучасним нормам забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів силових трансформаторів в цілому.

Згідно [Акту обстеження №107 від 26.03.21р](#) застосування мікропроцесорних захистів силових трансформаторів забезпечить відновлення і підвищення рівня захищеності силового устаткування, і тим самим забезпечить його збереження. Також це дозволить виключити можливість зайвого відключення споживачів.

Крім того, з'являються додаткові можливості, закладені у функціональну схему мікропроцесорних пристроїв захистів, а саме:

- повноцінний захист силових трансформаторів від усіх видів пошкоджень, з мінімальним часом відключення і збереженням селективності роботи захистів;
- резервування захистів силових трансформаторів;
- фіксація інформації параметрів аварійних процесів, застосування якої скорочує час пошуку місця ушкодження устаткування, і як наслідок – зменшення вартості відновлювальних робіт;
- забезпечення візуального і дистанційного (по каналах зв'язку) оперативного контролю величин робочих струмів і напруг на шинах 150, 35 та 10кВ;
- забезпечення дистанційного (по каналах зв'язку) управління вимикачами;

- передавання (по каналах зв'язку) на диспетчерський пункт ОДС інформації щодо режимів роботи та стану обладнання, яка формується мікропроцесорними пристроями захистів.

Згідно заходів викладених в цій Програмі, та на підставі завдання на розробку робочого проекту «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-150/35/10кВ "Н.Троицкая"» у 2022 році запланована заміна існуючих комплектів захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т, які застаріли та технічний ресурс яких вичерпано, на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2022 рік: $650,0 * 2 = 1\,300$ тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 100 км.
Ціна 1 літра палива А-92	32 грн
Середня ЗП водія	196 грн./день
Загальна вартість пристроїв	280 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочий день	340 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	30 тис. грн.

Розрахунок:

- Витрати на паливо:
 $120 \text{ км} \times 12 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 257,76 \text{ л.}$
 $257,76 \times 32 = 8\,248,32 \text{ грн.}$
- ЗП працівників:
 $340 \times 12 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 12\,240,0 \text{ грн.}$
- ЗП водія:
 $196 \times 12 \text{ (днів)} = 2\,352,00 \text{ грн.}$
- ЗП разом:
 $12\,240 + 2\,352 = 14\,592,00 \text{ грн.}$
- Сума витрат:
 $14592 + 8248,32 + 30000 = 52\,840,32 \text{ грн.}$

Термін окупності кожного пристрою:

$650,00 / 52,84 = 6,8$ року.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) системи живлення постійного струму ПС-150/35/10 «Промбаза».

ПС-150//35/10кВ «Промбаза» (інв№ 015004) - двотрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1968р. Живлення ПС-150//35/10кВ «Промбаза» в нормальному режимі здійснюється через двохланцюгову відпайку від ПЛ-150 кВ «Каховская-330 – ГНС-1, ГНС-2».

Головна схема ПС-150//35/10кВ «Промбаза» представляє собою два блоки «лінія-трансформатор» з елегазовими вимикачами ВЕ-150 по стороні 150кВ і ремонтною перемичкою з двох роз'єднувачів 150кВ між блоками. Встановлені силові трансформатори 1Т, 2Т - ТДТГ-25000/150 і ТДТН-25000/150 з регулюванням під навантаженням.

На стороні 35кВ ПС-150//35/10кВ «Промбаза» виконана схема з одинарною системою шин секціонована вакуумним вимикачем.

На стороні 10 кВ ПС-150//35/10кВ «Промбаза» схема складається з чотирьох секцій шин. 1СШ-10кВ і 3СШ-10кВ підключаються через масляні вимикачі ВК-10-1600 до трансформатора 1Т, 2СШ-10кВ і 4СШ-10кВ також через вимикачі ВК-10-1600 підключаються до трансформатора 2Т. Одним із найважливіших чинників надійної роботи комплексу пристроїв захистів будь якого електроенергетичного об'єкту, в тому числі і ПС-150//35/10кВ «Промбаза», є надійна і безперебійна робота схеми постійного оперативного струму.

На ПС-150//35/10кВ «Промбаза» в якості розподільчої шафи постійного струму експлуатується шафа оперативного струму типу ШОТ-01, яка укомплектована двома

підзарядними електронними пристроями типу RU-2. Шафа введена в експлуатацію у 2009 році, і через 2 роки вичерпає свій нормативний термін експлуатації 12 років. За цей період обидва підзарядні пристрої RU-2 вже виходили з ладу і зазнавали ремонту в умовах лабораторії СРЗА. На час відсутності одного з підзарядних пристроїв, відправленого на ремонт, в шафі ШОТ-01 в роботі залишається другий, - резервний підзарядний пристрій. Але у випадку пошкодження одночасно двох підзарядних пристроїв, встановлених в одній шафі ШОТ-01, на підстанції відсутні будь — які резервні джерела живлення постійного струму для акумуляторної батареї. В свою чергу, акумуляторна батарея без підзаряду не здатна забезпечити живлення пристроїв РЗА більш ніж на 10 годин, після чого, у випадку відсутності заряду батареї, підстанцію потрібно повністю відключати.

Згідно [Акту обстеження №104 від 24.03.21](#) встановлено, що для підвищення надійності живлення пристроїв РЗА ПС-150/35/10кВ «Промбаза» постійним оперативним струмом шляхом забезпечення наявності додаткових резервних джерел живлення постійного струму для акумуляторної батареї, (у випадку пошкодження одночасно двох підзарядних пристроїв шафи постійного оперативного струму ШОТ-01), заплановано придбати два підзарядних пристрої типу RU-2 (або аналог), і встановити їх додатково в шафу ШОТ-01 на ПС-150//35/10кВ «Промбаза».

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, та на підставі завдання на розробку робочого проекту [«Технічне переоснащення \(заміна одиниць та вузлів\) системи живлення постійного струму ПС-150/35/10 «Промбаза»](#), у 2022 році заплановано придбання і переоснащення двох підзарядних пристроїв типу RU-2 (або аналог).

Заплановані витрати коштів на 2022 рік: $80,0 * 2 = 160,0$ тис.грн.

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	80 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	5
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 днів
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Витрати на ремонт за рік	20 тис. грн.
Відстань до ПС	2*60 км.
Ціна 1 літра палива	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./ день

Розрахунок:

- Витрати на паливо:

$$120 \text{ км} \times 20 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 429,6 \text{ л.}$$

$$429,6 \times 30 = 12888 \text{ грн.}$$

- ЗП працівників:

$$250 \times 20 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 15000 \text{ грн.}$$

- ЗП водія:

$$136 \times 20 \text{ (днів)} = 2720 \text{ грн.}$$

- ЗП разом:

$$2720 + 15000 = 17720 \text{ грн.}$$

- Сума витрат:

$$12888 + 17720 + 2000 = 32608 \text{ грн.}$$

Термін окупності одного пристроя:

$$80 / 32,6 = 2,4 \text{ року.}$$

**Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)
системи живлення постійного струму ПС-150/35/10 «ГНС-КОС».**

ПС-150//35/10кВ «ГНС КОС» (інв№ 015002) – чотирьохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1973р.

Живлення ПС-150/35/10кВ «ГНС КОС» у нормальному режимі виконується від ПС «Каховская-330» по двох ПЛ-150 кВ «Каховская-330 – ГНС-1, ГНС-2».

Головна схема ПС «ГНС КОС» являє собою спрощені (без вимикачів на високій стороні) блоки ліній - два трансформатора. Трансформатори попарно 1Т (25МВА) і 2Т (63МВА) підключені через ОД-150-1 до ПЛ-150кВ «ГНС-1», а трансформатори 3Т (63МВА) і 4Т (25МВА) через ОД-150-2 - до ПЛ-150кВ «ГНС-2». Між блоками на стороні 150 кВ встановлені секційні роз'єднувач і відділювач ОДС-150, який в нормальному режимі відключений. Основні захисти силових трансформаторів діють так само попарно на свої короткозамикачі КЗ-150кВ.

Силові трансформатори 1Т і 4Т, трьохобмоткові, напругою 150/35/10кВ, потужністю по 25000 кВА, силові трансформатори 2Т і 3Т, трьохобмоткові, напругою 150/10/10кВ, потужністю по 63000 кВА, з регулюванням напруги під навантаженням.

Одним із найважливіших чинників надійної роботи комплексу пристроїв захистів будь якого електроенергетичного об'єкту, в тому числі і ПС-150//35/10кВ «ГНС КОС», є надійна і безперебійна робота схеми постійного оперативного струму.

В даний час на ПС-150/35/10кВ «ГНС КОС» експлуатується два підзарядні пристрої типу ШПКЕ-9801-3972, які введені в експлуатацію у 2008 році, експлуатуються впродовж 10 років, і через 2 роки вичерпають свій нормативний термін експлуатації.

Розміщення підзарядних пристроїв на ПС-150кВ виконано таким чином, що на кожній підстанції, в тому числі і на ПС-150//35/10кВ «ГНС КОС» встановлено 2 пристрої для забезпечення можливості резервування живлення постійним оперативним струмом як споживачів постійного оперативного струму (пристроїв РЗА), так і резервування підзаряду акумуляторних батарей. Але сучасні підзарядні пристрої створені з використанням мікроелектронної елементної бази, і тому ремонт в разі виникнення дефектів в більшості випадків можливо виконати тільки в умовах заводу – виробника, а в деяких випадках неможливо через відсутність оригінальних запчастин та комплектуючих. Такий ремонт потребує значних витрат часу на оформлення, відправку, та отримання з ремонту приладів. З цієї причини, на весь термін виконання ремонту одного підзарядного пристрою, підстанція залишається без резервного джерела живлення постійного струму.

Згідно [Акту обстеження №103 від 22.03.21р.](#) встановлено, що для повноцінного забезпечення резервним джерелом живлення постійного струму на підстанції, необхідно мати в наявності як мінімум три таких джерела живлення.

Таким чином, встановлення додаткового, третього підзарядного пристрою типу ШПКЕ-9801-3972 на ПС-150//35/10кВ «ГНС КОС» дозволить забезпечити повноцінне резервування джерел постійного оперативного струму, включно з випадком, коли в роботі залишиться хоча б один з трьох пристроїв, під час виводу в ремонт двох інших.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, та на підставі завдання на розробку робочого проекту [« Технічне переоснащення \(заміна одиниць та вузлів\) системи живлення постійного струму ПС-150/35/10 «ГНС-КОС»](#) у 2022 році заплановано придбання і переоснащення підзарядного пристрою типу ШПКЕ-9801 (або аналог).

Заплановані витрати коштів на 2022 рік: 490,0 тис.грн.

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	490 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	5
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 днів
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочий день	250 грн.
Витрати на ремонт за рік	20 тис. грн.
Відстань до ПС	2*60 км.
Ціна 1 літра палива	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./ день

Розрахунок:

- Витрати на паливо:

120 км × 20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 429,6 л.

429,6 × 30 = 12888грн.

- ЗП працівників:

250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.

- ЗП водія:

136 × 20(днів) = 2720 грн.

- ЗП разом:

2720 + 15000 = 17720 грн.

- Сума витрат:

12888 + 17720 + 20000 = 50608 грн.

Термін окупності:

490 / 50,608 = 9,6 року.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-150/35/10 «ГНС-КОС».

ПС-150//35/10кВ «ГНС КОС» (інв№ 015002) – чотирьохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1973р.

Живлення ПС-150/35/10кВ «ГНС КОС» у нормальному режимі виконується від ПС «Каховская-330» по двох ПЛ-150 кВ «Каховская-330 – ГНС-1, ГНС-2».

Головна схема ПС «ГНС КОС» являє собою спрощені (без вимикачів на високій стороні) блоки лінія - два трансформатора. Трансформатори попарно 1Т (25МВА) і 2Т (63МВА) підключені через ОД-150-1 до ПЛ-150кВ «ГНС-1», а трансформатори 3Т (63МВА) і 4Т (25МВА) через ОД-150-2 - до ПЛ-150кВ «ГНС-2». Між блоками на стороні 150 кВ встановлені секційні роз'єднувач і відділювач ОДС-150, який в нормальному режимі відключений. Основні захисти силових трансформаторів діють так само попарно на свої короткозамикачі КЗ-150кВ.

Силові трансформатори 1Т і 4Т, трьохобмоткові, напругою 150/35/10кВ, потужністю по 25000 кВА, силові трансформатори 2Т і 3Т, трьохобмоткові, напругою 150/10/10кВ, потужністю по 63000 кВА, з регулюванням напруги під навантаженням.

Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т ПС-150//35/10кВ «ГНС-КОС» введені в експлуатацію у 1973 році, мають термін експлуатації 48 років, і двічі вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років.

Згідно [Акту обстеження №102 від 20.03.21](#): ці комплекти мають значний моральний та фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану.

Крім того, внаслідок морального старіння, в комплектах захистів силових трансформаторів відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристрою, ланцюгів включення / відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів силових трансформаторів не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів силових трансформаторів в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, та на підставі завдання на розробку робочого проекту [« Технічне переоснащення \(заміна одиниць та вузлів\) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-150/35/10 «ГНС-КОС»](#) у 2022 році запланована заміна існуючих комплектів захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т, які застаріли та технічний ресурс яких вичерпано, на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2022 рік: 1300,0 тис.грн.;

Вихідні дані:

Ціна 2-х комплектів	1300 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	6
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	5 днів
Склад бригади	4 чол.
Середня ЗП працівника за робочий день	300 грн.

Витрати на ремонт за рік	64 тис. грн.
Відстань до ПС	2*100 км.
Ціна 1 літра палива	30 грн
Середня ЗП водія	170 грн./ день

Розрахунок:

- Витрати на паливо:

$$200 \text{ км} \times 30 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 1074 \text{ л.}$$

$$1074 \times 30 = 32220 \text{ грн.}$$

- ЗП працівників:

$$300 \times 30 \text{ (днів)} \times 4 \text{ (кількість працівників)} = 36000 \text{ грн.}$$

- ЗП водія:

$$170 \times 30 \text{ (днів)} = 5100 \text{ грн.}$$

- ЗП разом:

$$5100 + 36000 = 41100 \text{ грн.}$$

- Сума витрат:

$$41100 + 32200 + 64000 = 137300.$$

Термін окупності:

$$1300 / 137,3 = 9,4 \text{ року.}$$

**Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА
ПЛ-35кВ ПС-150/35/10кВ "Промішленняя".**

ПС-150/35/10кВ «Промішленняя» (інв.№ 000582) – двох трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1976 р., підключена до мережі 150кВ двома лініями 150кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 150/35/10 кВ 1Т і 2Т потужністю по 63 МВА кожний.

Основним навантаженням ПС-150/35/10кВ «Промішленняя» є промислові та побутові споживачі м.Херсон.

На підстанції 150/35/10кВ «Промішленняя» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів ліній 35 кВ, які мають термін експлуатації 42 роки, і вичерпали нормативний термін експлуатації 25 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в комплектах захистів ліній 35кВ відсутні функції та можливості, які повинні мати сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристрою, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів ліній 35кВ не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів ліній 35кВ в цілому.

З цієї причини відбувається збільшення пошкоджень силового обладнання, через що збільшуються витрати коштів на ремонт силового обладнання, та витрати робочого часу виробничих бригад СРЗА, СПС, СВЕМ, і це в кінцевому рахунку впливає на час аварійного відключення споживачів.

Згідно [Акту обстеження №105 від 25.03.21р.](#) встановлено, що застосування мікропроцесорних захистів для захисту ліній 35кВ дозволить отримати основні переваги:

- повноцінний швидкодіючий захист ліній 35кВ від усіх видів пошкоджень;
- фіксація та передавання (по каналах зв'язку) в службу СРЗА параметрів аварійних процесів, яка скорочує час пошуку місця ушкодження устаткування, і як наслідок – зменшення часу відключеного стану споживачів, та вартості виконаних робіт СПС та СВЕМ;
- дистанційне (по каналах зв'язку) керування вимикачами, що також зменшує час відключеного стану споживачів;

- передавання (по каналах зв'язку) на диспетчерський пункт ОДС інформації щодо режимів роботи мережі 35кВ;

- вбудований контроль справності пристрою.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, та на підставі завдання на розробку робочого проекту «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-35кВ ПС-150/35/10кВ "Промисленая"» у 2022 році запланована заміна існуючих комплектів захистів ліній 35кВ та секційного вимикача 35кВ, які застаріли та технічний ресурс яких вичерпано, на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2022 рік: $80,0 * 5 = 400$ тис.грн.

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	80 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	5
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 днів
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочий день	250 грн.
Витрати на ремонт за рік	20 тис. грн.
Відстань до ПС	2*15 км.
Ціна 1 літра палива	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./ день

Розрахунок:

- Витрати на паливо:

$15 \text{ км} \times 20 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 429,6 \text{ л.}$

$429,6 \times 30 = 12888 \text{ грн.}$

- ЗП працівників:

$250 \times 20 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 15000 \text{ грн.}$

- ЗП водія:

$136 \times 20 \text{ (днів)} = 2720 \text{ грн.}$

- ЗП разом:

$2720 + 15000 = 17720 \text{ грн.}$

- Сума витрат:

$12888 + 17720 + 2000 = 32608 \text{ грн.}$

Термін окупності одного пристроя:

$80 / 32,6 = 2,4 \text{ року.}$

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-35кВ ПС-150/35/10кВ "Цюрупинская".

ПС-150/35/10кВ «Цюрупинская» (інв№ 006880) - двотрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1981 р., має схему «Місток» з секційним елегазовим вимикачем 150кВ та елегазовими вимикачами 150кВ в ланцюгах силових трансформаторів 150/35/10 кВ 1Т потужністю 63 МВА і 2Т потужністю 40 МВА.

На стороні 35кВ ПС-150/35/10кВ «Цюрупинская» має дві секції шин 35кВ, секціоновані секційним вимикачем СВВ-35кВ. До шин 35кВ ПС-150/35/10кВ «Цюрупинская» підключено сім ПЛ-35кВ.

До шин 10кВ ПС-150/35/10кВ «Цюрупинская» підключені дві сонячні станції потужністю 17 МВА і 14МВА. Основним навантаженням ПС-150 «Цюрупинская» є споживачі Олешківського та Голопристанського районів Херсонської області.

На підстанції ПС-150/35/10кВ «Цюрупинская» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів ліній 35 кВ, які мають термін експлуатації 38 років, і вичерпали нормативний термін експлуатації 25 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в комплектах захистів ліній 35кВ відсутні функції та можливості, які

повинні мати сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристрою, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів ліній 35кВ не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів ліній 35кВ в цілому.

З цієї причини відбувається збільшення пошкоджень силового обладнання, через що збільшуються витрати коштів на ремонт силового обладнання, та витрати робочого часу виробничих бригад СРЗА, СПС, СВЕМ, і це в кінцевому рахунку впливає на час аварійного відключення споживачів.

Згідно [Акту обстеження №106 від 25.03.21р.](#) встановлено, що застосування мікропроцесорних захистів для захисту ліній 35кВ дозволить отримати основні переваги:

- повноцінний швидкодіючий захист ліній 35кВ від усіх видів пошкоджень;
- фіксація та передавання (по каналах зв'язку) в службу СРЗА параметрів аварійних процесів, яка скорочує час пошуку місця ушкодження устаткування, і як наслідок – зменшення часу відключеного стану споживачів, та вартості виконаних робіт СПС та СВЕМ;
- дистанційне (по каналах зв'язку) керування вимикачами, що також зменшує час відключеного стану споживачів;
- передавання (по каналах зв'язку) на диспетчерський пункт ОДС інформації щодо режимів роботи мережі 35кВ;
- вбудований контроль справності пристрою.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, та на підставі завдання на розробку робочого проекту [«Технічне переоснащення \(заміна одиниць та вузлів\) РЗА ПЛ-35кВ ПС-150/35/10кВ "Цюрупинская"»](#) у 2022 році запланована заміна існуючих комплектів захистів ліній 35кВ та секційного вимикача 35кВ, які застаріли та технічний ресурс яких вичерпано, на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2022 рік: $66,67 * 6 = 400$ тис.грн.

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	66,67 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	5
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 днів
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочий день	250 грн.
Витрати на ремонт за рік	20 тис. грн.
Відстань до ПС	2*60 км.
Ціна 1 літра палива	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./ день

Розрахунок:

- Витрати на паливо:

$120 \text{ км} \times 20 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 429,6 \text{ л.}$

$429,6 \times 30 = 12888 \text{ грн.}$

- ЗП працівників:

$250 \times 20 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 15000 \text{ грн.}$

- ЗП водія:

$136 \times 20 \text{ (днів)} = 2720 \text{ грн.}$

- ЗП разом:

$2720 + 15000 = 17720 \text{ грн.}$

- Сума витрат:

$12888 + 17720 + 2000 = 32608 \text{ грн.}$

Термін окупності одного пристроя:

$66,67 / 32,6 = 2,05 \text{ року.}$

**Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)
РЗА Л-64 РП-150 кВ «Каховская ГЭС».**

В комірці Л-64 Каховської ГЭС встановлено комплект захистів типу SIEMENS 7SA610, який забезпечує 5 ступенів дистанційного захисту і 4 ступені захисту від замикань на землю.

З початкового проекту технічного переоснащення по переводу повітряної лінії 150кВ «Каховська 330» - «Цюрупинская» на ПЛ-150кВ «Каховская ГЭС» - «Цюрупинская» передбачено лише наявність резервних захистів і каналів зв'язку протиаварійної автоматики. Така конфігурація передбачалася для тупикового режиму живлення ПС Цюрупинская від Каховської ГЭС, з нормальним розривом на ПС Чулаковка.

Можливість замикання транзиту «Каховская ГЭС» – «ПС Цюрупинская» – «ПС Чулаковка» – «ПС Виноградovo» – «ПС Каховская 330», дозволить забезпечити повноцінне резервування споживачів, які живляться від кожної з названих ПС-150кВ, а також можливість видачі без обмежень потужності генеруючих станцій, які підключені до шин 10кВ ПС-150/35/10кВ «Цюрупинская», ПС-150/35/10кВ «Виноградovo» і до шин 150кВ ПС-150/35/10кВ «Чулаковка».

За результатами обстеження, та згідно [Акту обстеження №99 від 16.02.21р.](#), комісія вважає за необхідне на ПС «Каховская ГЭС» для приєднання Л-64 виконати встановлення основного захисту типу ДФЗ на базі пристрою Діамант L031 (або аналог).

Таким чином для завершення створення транзиту з можливістю роботи у замкнутому режимі необхідно:

У 2021 році розроблення проектно-кошторисної документації на технічне переоснащення пристроїв РЗА у комірці Л64 ПС «Каховская ГЭС».

У 2022 році виконання робіт з технічного переоснащення пристроїв РЗА комірці Л64 ПС «Каховська ГЭС» та переключення живлення ПС «Цюрупинская» з ПС «Каховская-330» на ПС «Каховская ГЭС».

Заплановані витрати коштів на 2022 рік: 2600 тис.грн
Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 комплекту	2600 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	5
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	7 днів
Склад бригади	6 чол.
Середня ЗП працівника за робочий день	250 грн.
Витрати на ремонт за рік	70 тис. грн.
Відстань до ПС	2*110 км.
Ціна 1 літра палива	32 грн
Середня ЗП водія	150 грн./ день

Розрахунок:

Витрати на паливо:

$$220 \text{ км} \times 35 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 751,8 \text{ л.}$$

$$751,8 \times 32 = 24\,057,6 \text{ грн.}$$

ЗП працівників:

$$250 \times 35 \text{ (днів)} \times 6 \text{ (кількість працівників)} = 52\,500 \text{ грн.}$$

ЗП водія:

$$150 \times 35 \text{ (днів)} = 5\,250 \text{ грн.}$$

ЗП разом:

$$5\,250 + 52\,500 = 57\,750 \text{ грн.}$$

Сума витрат:

$$70000 + 24\,057,6 + 57\,750 = 152807,6 \text{ грн.}$$

Термін окупності:

$$2600 / 152,81 = 17 \text{ років}$$

Розробка ПКД Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПС ПЛ-150 «Партизани» на ПС 150/35/10кВ «Н.Троицкая»

ПС-150/35/10кВ «Н.Троицкая» (інв.№ 013239) - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1967р., має дві робочі, та одну обхідну системи шин 150кВ, та по дві секції шин 35кВ і 10кВ. Потужність силових трансформаторів : 1Т-40МВА, 2Т-25МВА.

ПС-150/35/10кВ «Н.Троицкая» - це вузлова підстанція, яка включена в транзит 150кВ “ПС-330 Каховская” - “Дудчино” - “Н.Троицкая” - “Партизаны”.

До шин 150кВ крім транзитних ПЛ-150кВ “Дудчино” та ПЛ-150кВ “Партизаны” підключені п'ять ПЛ-150кВ: ПЛ-150кВ Оверьяновская ВЭС і ПЛ-150кВ Н.Троицкая ВЭС, з підключеними до них вітровими станціями по 80МВА кожна, та ПЛ-150кВ Н.Алексеевка, ПЛ-150 Н.Тимофеевка-1, ПЛ-150 Н.Тимофеевка2.

На ПС-150/35/10кВ «Н.Троицкая» згідно Акту обстеження [№100 від 26.03.21](#). виявлено: приєднання ПЛ-150кВ «Партизаны» укомплектоване комплектом пристроїв релейного захисту у складі панелі типу ЭПЗ-1636 (введена в експлуатацію в 2012р.), яка використовується в якості основних захистів ПЛ-150кВ. Ця панель захистів має відносну селективність, і з цієї причини не забезпечує достатню селективність, вибірковість та швидкодію, які необхідні для транзитних ліній 150кВ. Крім того, підживлення мережі 150кВ від ПЛ-150кВ «Оверьяновская ВЭС» і ПЛ-150кВ «Новотроицкая ВЭС» в режимі короткого замикання, при відсутності основного захисту типу ДФЗ з абсолютною селективністю, може сприяти некоректній роботі захистів, розміщених в панелі ЭПЗ-1636 ПЛ-150кВ «Партизаны». Додатково, внаслідок морального старіння, в цій панелі захистів ПЛ-150кВ відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/відключення вимикачів, реєстрація аварійних подій, можливість обміну поточною та аварійною інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючий комплект захистів ПЛ-150кВ на ПС-150/35/10кВ «Н.Троицкая» не відповідає вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в ньому відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів мережі 150кВ в цілому.

Для транзитних енергооб'єктів, у склад яких входять генеруючі потужності, потрібно передбачати комплекс основних і резервних захистів з взаємним резервуванням для забезпечення надійного комплексу РЗА в цілому. При цьому, на ПС-150/35/10кВ «Н.Троицкая» такий вид захистів як диференційно - фазний захист не був передбачений проектом.

В даний час для ПС-150 «Партизаны» (Запоріжобленерго, Дніпровська ЕС) розробляється проект технічного переоснащення з заміною застарілих типів пристроїв РЗА на сучасні мікропроцесорні пристрої, включно з пристроями диференційно - фазних захистів по ПЛ-150кВ «Партизаны-Н.Троицкая». Повний комплект диференційно — фазного захисту повинен включати в себе два напівкомплекти апаратури РЗА, розміщених на обох кінцях ПЛ-150кВ, і зв'язаних між собою високочастотним (ВЧ) каналом зв'язку по фазному проводу однієї із фаз даної ПЛ-150кВ, і з боку ПС-150 «Партизаны» такий напівкомплект проектується.

З боку ПС-150кВ «Н.Троицкая» АТ «Херсонобленерго» також планує встановити такий напівкомплект, який включає в себе наступну апаратуру:

1. Пристрій диференційно-фазного захисту типу Діамант L031 (або аналог);
2. ВЧ - фільтр приєднання;
3. ВЧ - конденсатор зв'язку;
4. ВЧ — загороджувач.

Відповідно до завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» у 2022 році заплановано розробку проектно-кошторисної документації: [«Технічне переоснащення \(заміна одиниць та вузлів\) РЗА ПС ПЛ-150 «Партизани» на ПС 150/35/10кВ «Н.Троицкая»](#).

До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити фінансування даного заходу у сумі 200 тис.грн та виконати його у повному обсязі підрядним способом.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 комплекту (орієнтовно)	1 850 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	5

Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	6 днів
Склад бригади	4 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Витрати на ремонт за рік	50 тис. грн.
Відстань до ПС	2*180 км.
Ціна 1 літра палива	32 грн
Середня ЗП водія	150 грн./ день

Розрахунок:

Витрати на паливо:

$$360 \text{ км} \times 30 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 1933,2 \text{ л.}$$

$$1933,2 \times 32 = 61862,4 \text{ грн.}$$

ЗП працівників:

$$250 \times 30 \text{ (днів)} \times 4 \text{ (кількість працівників)} = 30\,000 \text{ грн.}$$

ЗП водія:

$$150 \times 30 \text{ (днів)} = 4\,500 \text{ грн.}$$

ЗП разом:

$$4500 + 30000 = 34\,500 \text{ грн.}$$

Сума витрат:

$$50000 + 61862,4 + 34\,500 = 146362,4 \text{ грн.}$$

Термін окупності:

$$1\,800,0 / 146,4 = 12,3 \text{ року.}$$

Розробка ПКД Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА прийомопередавачів ПЛ-150кВ ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ".

ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» (інв№ 000576) - двотрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1968 р., має дві робочі, та одну обхідну системи шин 150кВ, дві секції шин 35кВ і чотири СШ-10кВ. Потужність силових трансформаторів 1Т і 2Т - по 60 МВА кожний.

ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» - це вузлова підстанція, яка живиться двома ПЛ-150 кВ від ПС-330 «Херсонская», і є одним з джерел живлення транзиту 150кВ «Октябрьская – П.Покровская – ХНПЗ – Коммунальная – ХТЕЦ – Никольская - Ках.ГЕС», та споживачів м. Херсон і Білозерського району Херсонської області.

Одним з показників надійної та усталеної роботи ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» надійність основних захистів транзитних ліній 150кВ, від яких живиться підстанція.

На ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» в комплектах основних захистів транзитних ліній 150кВ «ДФЗ-201» експлуатуються прийомо - передавачі типу ПВЗ, встановлені у 2004 році. Вказані прийомо - передавачі морально застаріли і зношені фізично. Існує ряд причин, через які потрібна заміна їх на мікропроцесорні В.Ч. прийомо — передавачі.

Згідно Акту обстеження [№109 від 26.03.21.](#) виявлено: прийомо-передавачі, які знаходяться в даний час в експлуатації, відпрацювали свій нормований термін експлуатації 12 років, і мають значний фізичний знос внутрішніх елементів. Виконання поточних та капітальних ремонтів прийомо - передавачів не дає можливості відновити їх первинний технічний стан через відсутність комплектуючих. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих пристроях відсутні функції та можливості, притаманні сучасним електронним виробам: інформативність, діагностика справності пристрою та периферійних ланцюгів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики.

Відповідно до завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» у 2022 році заплановано розробку проектно-кошторисної документації: [«Технічне переоснащення \(заміна одиниць та вузлів\) РЗА прийомопередавача ПЛ-150кВ ПС-150/35/6кВ ХНПЗ».](#)

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» ПЛ-150 кВ «П.Покровская» у 2022 році заплановано заміну існуючого прийомо — передавача типу ПВЗ,

який застарів та технічний ресурс якого вичерпано, на прийомо — передавач типу “Оріон-УПЗ” в кількості 1шт.

Заплановані витрати коштів на 2022 рік: 165 тис.грн.

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	165 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	4
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	5 днів
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Витрати на ремонт за рік	20 тис. грн.
Відстань до ПС	2*20 км.
Ціна 1 літра палива	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./ день

Розрахунок:

- Витрати на паливо:

$40 \text{ км} \times 20 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 143,2 \text{ л.}$

$1217,2 \times 30 = 4290 \text{ грн.}$

- ЗП працівників:

$250 \times 20 \text{(днів)} \times 3 \text{(кількість працівників)} = 15000 \text{ грн.}$

- ЗП водія:

$136 \times 20 \text{(днів)} = 2720 \text{ грн.}$

- ЗП разом:

$2720 + 15000 = 17720 \text{ грн.}$

- Сума витрат:

$17720 + 36516 + 20000 = 74236 \text{ грн.}$

Термін окупності одного пристрою:

$165 / 74,236 = 2,2 \text{ року.}$

Розробка ПКД Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ДЗШ-35 кВ ПС-150/35/10 кВ «П.Покровская».

ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» (інв№ 000588) - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1971 р., має схему «Місток» з секційним елегазовим вимюикачем 150кВ та елегазовими вимикачами 150кВ в ланцюгах силових трансформаторів 150/35/10 кВ 1Т і 2Т потужністю по 40 МВА кожний.

ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» - транзитна підстанція, яка включена в транзит 150кВ «Октябрьская – П.Покровская – ХНПЗ – Коммунальная – ХТЕЦ – Никольская – Ках.ГЭС».

На стороні 35кВ ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» має одинарну секцію шин 35кВ, секціоновану секційним вимикачем СМВ-35кВ. До шин 35кВ ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» підключено дванадцять ПЛ-35кВ.

На стороні 10кВ ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» також має дві секції шин 10кВ, секціоновані секційним вимикачем СМВ-10кВ.

На ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» з 1971 року експлуатується електромеханічний диференційний захист шин 35кВ (ДЗШ-35), який має термін експлуатації 50 років, і вичерпав свій нормативний термін експлуатації 25 років.

Згідно Акту обстеження №108 від 29.03.21: панелі ДЗШ-35кВ мають значний моральний та фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів панелей ДЗШ-35 не дає можливості забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в комплектах ДЗШ-35 відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного

захисту і автоматики. Існуючі пристрої ДЗШ-35 не відповідають вимогам сучасних норм, які висуваються до пристроїв РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів мережі 35кВ в цілому.

Заміна електромеханічного комплексу захисту ДЗШ-35 на мікропроцесорні пристрої дозволить отримати:

- комплект надійного захисту систем шин 35кВ ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» для всіх можливих режимів роботи мережі 35кВ;

- фіксацію інформації параметрів аварійних процесів, застосування якої скорочує час пошуку місця ушкодження устаткування, і як наслідок – зменшення часу відключеного стану споживачів, та вартості виконаних робіт для служби підстанцій (СП);

- забезпечення візуального і дистанційного (по каналах зв'язку) оперативного контролю величин робочих струмів і напруг на шинах 35кВ;

- забезпечення передавання (по каналах зв'язку) на диспетчерський пункт ОДС інформації, яка формується мікропроцесорними пристроями щодо режимів роботи, та будь яких відхилень від нормального стану обладнання;

- вбудований контроль справності мікропроцесорних пристроїв ДЗШ-35, який дозволяє своєчасно виявити несправність пристроїв або його будь яких функціональних вузлів, і тим самим завадити можливості роботи систем шин 35кВ без захистів, або їх хибного відключення

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» у 2022 році заплановано виготовлення проектно-кошторисної документації: [«Технічне переоснащення \(заміна одиниць та вузлів\) РЗА ДЗШ-35 кВ ПС-150/35/10 кВ «П.Покровская».](#)

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	750 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	6
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	10 днів
Склад бригади	8 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Витрати на ремонт за рік	50,0 тис. грн.
Відстань до ПС	2*16 км.
Ціна 1 літра палива	32 грн
Середня ЗП водія	150 грн./ день

Розрахунок:

Витрати на паливо:

$$16 \text{ км} \times 60 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 343,68 \text{ л.}$$

$$343,68 \times 32 = 10\,997,76 \text{ грн.}$$

ЗП працівників:

$$250 \times 60 \text{ (днів)} \times 8 \text{ (кількість працівників)} = 120\,000 \text{ грн.}$$

ЗП водія:

$$150 \times 60 \text{ (днів)} = 9\,000 \text{ грн.}$$

ЗП разом:

$$120\,000 + 9\,000 = 129\,000 \text{ грн.}$$

Сума витрат:

$$50\,000 + 10\,997,76 + 129\,000 = 190\,997,8 \text{ грн.}$$

Термін окупності:

$$750 / 190,9 = 3,94 \text{ року.}$$

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т ПС-35/10кВ «Белозерская».

ПС-35/10кВ «Белозерская» (інв.№ 001740) АТ «Херсонобленерго» - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1978р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На

підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т потужністю 4,0 МВА, 2Т потужністю 10,0 МВА.

Згідно Акту обстеження ПС-35/10кВ «Белозерская» [№78 від 05.02.2021.](#) виявлено: на ПС-35/10кВ «Белозерская» експлуатується комплект електро-механічних релейних захистів силового трансформатора 1Т, який складається з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, (диф.захист силового трансформатора – відсутній), з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів силового трансформатора 1Т змонтований в шафі зовнішньої установки, має термін експлуатації 43 роки, і вичерпав свій нормативний термін експлуатації, морально застарів і має значний фізичний знос, реле мають зношені контактні поверхні, кришки реле мають сколи, тріщини; гумові ущільнювачі кришок реле пошкоджені, та частково відсутні.

Виконання періодичних поточних ремонтів цього комплексу захистів не спроможне забезпечити відновлення його первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цьому комплекті захистів трансформатора 1Т відсутні функції та можливості, які повинні мати сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення / відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики.

Існуючий комплект захистів трансформатора 1Т не відповідає вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в ньому відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформатора 1Т в цілому.

Для створення повноцінних захистів трансформатора 1Т необхідно облаштувати його сучасними багатоступеневими захистами, з розподілом захистів на основні і резервні, з функціями взаємного резервування захистів обмоток ВН і НН трансформаторів, з пристроєм автоматики РПН, журналами подій і аварійними осцилографами.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання ПС-35/10кВ «Белозерская», а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про вид, напрямок і зону пошкодження.

Таким чином буде забезпечено економію коштів на можливу компенсацію за перерви електропостачання більше 24 годин, і економію витрат на роботу аварійно-відновлювальних бригад за рахунок скорочення часу на пошук пошкодження, що в кінцевому результаті дозволить покращити показники SAIDI.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» господарчим способом у 2021 році розроблено проект [«Технічне переоснащення \(заміна одиниць та вузлів\) РЗА трансформатора 1Т ПС-35/10кВ «Белозерская».](#)

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає **280,0 тис. грн (без ПДВ).**

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт у 2022 році:

- встановлення в комірці силового трансформатора 1Т пристроїв РЗА комплектів захистів з використанням мікропроцесорних пристроїв типу РС83-ДТ2 (диф.захист 1Т), РС83-АВ2 (резервний захист 1Т).

Реалізація об'єкту у повному обсязі господарчим способом можлива за **280,0 тис. грн (без ПДВ)**

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 60 км.
Ціна 1 літра палива А-92	32 грн
Середня ЗП водія	196 грн./день
Загальна вартість пристроїв	280 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.

Середня ЗП працівника за робочій день	340 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	30 тис. грн.

Розрахунок:

- Витрати на паливо:
 $120 \text{ км} \times 12 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 257,76 \text{ л.}$
 $257,76 \times 32 = 8\,248,32 \text{ грн.}$
 - ЗП працівників:
 $340 \times 12 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 12\,240,0 \text{ грн.}$
 - ЗП водія:
 $196 \times 12 \text{ (днів)} = 2\,352,00 \text{ грн.}$
 - ЗП разом:
 $12\,240 + 2\,352 = 14\,592,00 \text{ грн.}$
 - Сума витрат:
 $14\,592 + 8\,248,32 + 30\,000 = 52\,840,32 \text{ грн.}$
- Термін окупності кожного пристрою:
 $280,00 / 52,84 = 5,3 \text{ року.}$

**Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА
ПЛ-35кВ ПС-35/10кВ «Н.Григорьевка».**

ПС-35/10кВ «Н.Григорьевка» (інв.№013978) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, підключена до мережі 35кВ трьома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ: 1Т, 2Т потужністю по 2,5 МВА.

Згідно Акту обстеження ПС-35/10кВ «Н.Григорьевка» [№77 від 04.02.2021.](#) виявлено: комплект захистів МВ-35кВ Вікторівка, МВ-35кВ Озеряне, МВ-35кВ Атманай ПС-35/10кВ «Н.Григорьевка» введено в експлуатацію у 1985 році, на даний час термін експлуатації їх становить 36 років.

При огляді шафи встановлено: комплекти захистів МВ-35кВ Вікторівка, МВ-35кВ Озеряне, МВ-35кВ Атманай змонтовані в шафах зовнішньої установки. Шафи мають пошкоджені елементи ущільнення, внутрішні елементи комплекту релейного захисту недостатньо захищені від навколишнього середовища.

Комплекти захистів МВ-35кВ Вікторівка, МВ-35кВ Озеряне, МВ-35кВ Атманай складається з одного ступіню МСЗ-35кВ з використанням електромеханічних реле. Схема керування вимикачами непрацездатна і виведена з роботи. Стан реле: рухомі та нерухомі контакти реле мають зношені контактні поверхні (нерівності та вибоїни), які неможливо видалити шліфуванням. Кришки реле мають сколи, тріщини; гумові ущільнювачі кришок реле пошкоджені, та частково відсутні.

Аналіз аварійних відключень МВ-35кВ Вікторівка, МВ-35кВ Озеряне, МВ-35кВ Атманай та розрахунків ремонтних режимів ПС-35/10кВ «Н.Григорьевка» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику цих вимикачів.

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 35кВ необхідно облаштувати МВ-35кВ Вікторівка, МВ-35кВ Озеряне, МВ-35кВ Атманай ПС-35/10кВ «Н.Григорьевка» направленими багатоступеневими захистами, з функцією АПВ і можливістю обчислення відстані до місця пошкодження ПЛ-35кВ.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження обладнання основного живлення мережі 35кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

Таким чином буде забезпечено економію коштів на можливу компенсацію за перерви електропостачання більше 24 годин, і економію витрат на роботу аварійно-відновлювальних бригад за рахунок скорочення часу на пошук пошкодження, що в кінцевому результаті дозволить покращити показники SAIDI.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» господарчим способом у 2021 році розроблено проект [«Технічне переоснащення \(заміна одиниць та вузлів\) РЗА ПЛ-35кВ ПС-35/10кВ «Н.Григорьевка».](#)

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає **840,00 тис. грн (без ПДВ).**

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт у 2022 році:

- встановлення в комірках МВ-35кВ Вікторівка, МВ-35кВ Озеряне, МВ-35кВ Атманай пристроїв РЗА типу РС83-АВ2.

Реалізація об'єкту у повному обсязі господарчим способом можлива за **840,00 тис. грн (без ПДВ).**

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 60 км.
Ціна 1 літра палива А-92	32 грн
Середня ЗП водія	196 грн./день
Загальна вартість пристроїв	280 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочий день	340 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	30 тис. грн.

Розрахунок:

- Витрати на паливо:

$120 \text{ км} \times 12 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 257,76 \text{ л.}$

$257,76 \times 32 = 8\,248,32 \text{ грн.}$

- ЗП працівників:

$340 \times 12 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 12\,240,0 \text{ грн.}$

- ЗП водія:

$196 \times 12 \text{ (днів)} = 2\,352,00 \text{ грн.}$

- ЗП разом:

$12\,240 + 2\,352 = 14\,592,00 \text{ грн.}$

- Сума витрат:

$14592 + 8248,32 + 30000 = 52\,840,32 \text{ грн.}$

Термін окупності кожного пристрою:

$840,00 / 52,84 = 15 \text{ року.}$

**Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА
СМВ-35кВ ПС-35/10кВ Н.Николаевка.**

ПС-35/10кВ «Н.Николаевка» (інв.№006081) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна транзитна підстанція, введена в експлуатацію у 1970р підключена до мережі 35кВ чотирма лініями 35кВ, одна з яких – ПЛ-35 Виноградово є живлячою, три інші - транзитні в бік мереж 35кВ Скадовського району. У прилеглих до ПС-35/10кВ «Н.Николаевка» мережах підключені генеруючі станції ВЕС «Н.Російська», ВЕС «Берегова». На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ: 1Т - 2,5 МВА, 2Т – 4,0 МВА.

Згідно Акту обстеження ПС-35/10кВ «Н.Николаевка» [№84 від 03.02.2021.](#) виявлено: комплект захистів СМВ-35кВ ПС-35/10кВ «Н.Николаевка» введено в експлуатацію у 1970 році, на даний час термін експлуатації його становить 51 рік.

При огляді шафи встановлено: комплект захистів СМВ-35кВ змонтований в шафі зовнішньої установки, складається з одного ступіню МСЗ-35кВ з використанням електромеханічних реле. Схема керування вимикача непрацездатна і виведена з роботи. Шафа має пошкоджені елементи

ущільнення, внутрішні елементи комплексу релейного захисту недостатньо захищені від навколишнього середовища.

Аналіз аварійних відключень СМВ-35кВ та розрахунків ремонтних режимів ПС-35/10кВ «Н.Николаевка» вказує на неможливість створити ремонтний режим для мережі 35кВ з видачею потужностей генерації станцій ВЕС «Н.Російська», ВЕС «Береговая» в мережі 35кВ через неможливість забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикача СМВ-35кВ ПС-35/10кВ «Н.Николаевка» з протилежними напрямками струмів видачі генерації та струмів короткого замикання. З цієї причини ремонтний режим можливий тільки за умови відключення або обмеження генерації станцій ВЕС «Н.Російська», ВЕС «Берегова».

Для створення повноцінного ремонтного режиму необхідне облаштування СМВ-35кВ ПС-35/10кВ «Н.Николаевка» направленими багатоступеневими захистами, з функцією АПВ і можливістю обчислення відстані до місця пошкодження ПЛ-35кВ.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження обладнання основного живлення мережі 35кВ, уникнути необхідності обмеження, або відключення генерації станцій СЕС і ВЕС прилеглого району, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

Таким чином буде забезпечено економію коштів на можливу компенсацію за перерви електропостачання більше 24 годин, і економію витрат на роботу аварійно-відновлювальних бригад за рахунок скорочення часу на пошук пошкодження, що в кінцевому результаті дозволить покращити показники SAIDI.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» господарчим способом у 2021 році розроблено проект [«Технічне переоснащення \(заміна одиниць та вузлів\) РЗА СМВ-35кВ ПС-35/10кВ Н.Николаевка»](#).

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загально кошторисна вартість складає **360 тис. грн (без ПДВ)**.

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт у 2022 році: встановлення в комірці СМВ-35кВ пристрою РЗА типу РС83-АВ2, або аналог.

Реалізація об'єкту у повному обсязі господарчим способом можлива за **360 тис. грн (без ПДВ)**.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 60 км.
Ціна 1 літра палива А-92	27,5 грн
Середня ЗП водія	196 грн./день
Загальна вартість пристроїв	320 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочий день	340 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	30 тис. грн.

Розрахунок:

- Витрати на паливо:
 $120 \text{ км} \times 12 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 257,76 \text{ л.}$
 $257,76 \times 32 = 8\,248,32 \text{ грн.}$
- ЗП працівників:
 $340 \times 12 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 12\,240,0 \text{ грн.}$
- ЗП водія:
 $196 \times 12 \text{ (днів)} = 2\,352,00 \text{ грн.}$
- ЗП разом:
 $12\,240 + 2\,352 = 14\,592,00 \text{ грн.}$
- Сума витрат:

14592 + 8248,32 + 30000 = 52 840,32 грн.

Термін окупності кожного пристрою:

360,00 / 52,84 = 6,8 року.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ-35кВ ПС-35/10кВ Новоросийская.

ПС-35/10кВ «Новоросийская» (інв.№006083) АТ «Херсонобленерго» - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1978р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ, і має підживлення від вітряної електростанції потужністю 9,0 МВА через третю ПЛ-35кВ «ВЕС-Новоросійська». На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 2,50 МВА кожний.

Згідно Акту обстеження ПС-35/10кВ «Новоросийская» [№85 від 01.02.2021.](#) виявлено: комплект захистів СМВ-35кВ ПС-35/10кВ «Новоросийская» введено в експлуатацію у 1970 році, на даний час термін експлуатації його становить 43 роки.

При огляді шафи встановлено: комплект захистів СМВ-35кВ змонтований в шафі зовнішньої установки, складається з одного ступіню МСЗ-35кВ з використанням електромеханічних реле. Схема керування вимикача непрацездатна і виведена з роботи. Шафа має пошкоджені елементи ущільнення, внутрішні елементи комплексу релейного захисту недостатньо захищені від навколишнього середовища.

Аналіз аварійних відключень СМВ-35кВ та розрахунків ремонтних режимів ПС-35/10кВ «Новоросийская» вказує на неможливість створити ремонтний режим для мережі 35кВ з видачею потужностей генерації станцій ВЕС «Н.Російська», ВЕС «Берегова» в мережі 35кВ через неможливість забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикача СМВ-35кВ ПС-35/10кВ «Новоросийская» з протилежними напрямками струмів видачі генерації та струмів короткого замикання. З цієї причини ремонтний режим можливий тільки за умови відключення або обмеження генерації станцій ВЕС «Н.Російська», ВЕС «Берегова».

Для створення повноцінного ремонтного режиму необхідне облаштування СМВ-35кВ ПС-35/10кВ «Новоросийская» направленими багатоступеневими захистами, з функцією АПВ і можливістю обчислення відстані до місця пошкодження ПЛ-35кВ.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження обладнання основного живлення мережі 35кВ, уникнути необхідності обмеження, або відключення генерації станцій СЕС і ВЕС прилеглому району, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

Таким чином буде забезпечено економію коштів на можливу компенсацію за перерви електропостачання більше 24 годин, і економію витрат на роботу аварійно-відновлювальних бригад за рахунок скорочення часу на пошук пошкодження, що в кінцевому результаті дозволить покращити показники SAIDI.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» господарчим способом у 2021 році розроблено проект [«Технічне переоснащення \(заміна одиниць та вузлів\) РЗА СМВ-35кВ ПС-35/10кВ Новоросийская».](#)

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає **360 тис. грн (без ПДВ).**

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт у 2022 році:

- встановлення в комірці СМВ-35кВ пристрою РЗА типу РС83-АВ2, або аналог.

Реалізація об'єкту у повному обсязі господарчим способом можлива за **360 тис. грн (без ПДВ).**

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 60 км.
Ціна 1 літра палива А-92	27,5 грн
Середня ЗП водія	196 грн./день

Загальна вартість пристроїв	320 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочий день	340 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	30 тис. грн.

Розрахунок:

- Витрати на паливо:
 $120 \text{ км} \times 12 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 257,76 \text{ л.}$
 $257,76 \times 32 = 8\,248,32 \text{ грн.}$
 - ЗП працівників:
 $340 \times 12 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 12\,240,0 \text{ грн.}$
 - ЗП водія:
 $196 \times 12 \text{ (днів)} = 2\,352,00 \text{ грн.}$
 - ЗП разом:
 $12\,240 + 2\,352 = 14\,592,00 \text{ грн.}$
 - Сума витрат:
 $14\,592 + 8\,248,32 + 30\,000 = 52\,840,32 \text{ грн.}$
- Термін окупності кожного пристрою:
 $360,00 / 52,84 = 6,81 \text{ року.}$

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т ПС-35/10кВ «Заря».

ПС-35/10кВ «Заря» (інв.№002535) АТ «Херсонобленерго» - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1958р. підключена до мережі 35кВ трьома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 5,6МВА кожний.

На ПС-35/10кВ «Заря» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силового трансформатора 1Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, (Диф.захист відсутній), з використанням електромеханічних реле.

Згідно Акту обстеження ПС-35/10кВ «Заря» [№98 від 25.03.2021.](#) виявлено: комплект захистів силового трансформатора 1Т змонтований в шафі зовнішньої установки, має термін експлуатації 63 років, і вичерпав свій нормативний термін експлуатації, морально застарів і має значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цього комплексу захистів не спроможне забезпечити відновлення його первісного технічного стану.

Крім того, внаслідок морального старіння, в цьому комплекті захистів трансформатора 1Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення / відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючий комплект захистів трансформатора 1Т ПС-35/10кВ «Заря» не відповідає вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в ньому відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформатора 1Т в цілому.

Для створення повноцінних захистів трансформатора 1Т необхідно облаштувати його сучасними багатоступеневими захистами, з розподілом захистів на основні і резервні, з функціями взаємного резервування захистів обмоток ВН і НН трансформаторів, з пристроєм автоматики РПН, журналами подій і аварійними осцилографами.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання ПС-35/10кВ «Заря», а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про вид, напрямок і зону пошкодження.

Таким чином буде забезпечено економію коштів на можливу компенсацію за перерви електропостачання більше 24 годин, і економію витрат на роботу аварійно-відновлювальних бригад за рахунок скорочення часу на пошук пошкодження, що в кінцевому результаті дозволить покращити показники SAIDI.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» господарчим способом у 2021 році розроблено проект «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т ПС-35/10кВ «Заря».

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає **300,0 тис. грн (без ПДВ).**

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт у 2022 році:

- встановлення в комірці силового трансформатора 1Т комплектів захисту з використанням мікропроцесорних пристроїв РЗА типу РС83-ДТ2 (диф.захист 1Т), РС83-АВ2 (резервний захист 1Т).

Реалізація об'єкту у повному обсязі господарчим способом можлива за **300,0 тис. грн (без ПДВ).**

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 60 км.
Ціна 1 літра палива А-92	32 грн
Середня ЗП водія	196 грн./день
Загальна вартість пристроїв	280 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочий день	340 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	30 тис. грн.

Розрахунок:

- Витрати на паливо:

$120 \text{ км} \times 12 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 257,76 \text{ л.}$

$257,76 \times 32 = 8\,248,32 \text{ грн.}$

- ЗП працівників:

$340 \times 12 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 12\,240,0 \text{ грн.}$

- ЗП водія:

$196 \times 12 \text{ (днів)} = 2\,352,00 \text{ грн.}$

- ЗП разом:

$12\,240 + 2\,352 = 14\,592,00 \text{ грн.}$

- Сума витрат:

$14592 + 8248,32 + 30000 = 52\,840,32 \text{ грн.}$

Термін окупності кожного пристрою:

$300,00 / 52,84 = 5,68 \text{ року.}$

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-35 ПС-35/10кВ «Ивановская».

ПС-35/10кВ «Ивановская» (інв.№011809) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 1Т - 2,5МВА та 2Т - 4,0 МВА.

Згідно Акту обстеження ПС-35/10кВ «Ивановская» [№71 від 02.02.2021.](#) виявлено: комплекти захистів ВМ-35кВ «Трофимовка», ВМ-35кВ «Дружбовка» на ПС-35/10кВ «Ивановская» введені в експлуатацію у 1966 році, на даний час термін експлуатації їх становить 55 роки.

При огляді шаф встановлено: комплекти захистів змонтовані в шафах зовнішньої установки. Шафи мають пошкоджені елементи ущільнення, внутрішні елементи комплектів релейних захистів недостатньо захищені від навколишнього середовища.

Комплекти захистів ВМ-35кВ «Трофимовка», ВМ-35кВ «Дружбовка» складаються з одного ступіню МСЗ-35кВ з використанням електромеханічних реле. Схеми керування вимикачів непрацездатні і виведені з роботи, реле мають зношені контактні поверхні, кришки реле мають сколи, тріщини; гумові ущільнювачі кришок реле пошкоджені, та частково відсутні.

Аналіз аварійних відключень ВМ-35кВ «Трофимовка», ВМ-35кВ «Дружбовка» та розрахунків ремонтних режимів ПС-35/10кВ «Ивановская» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вказаних вимикачів ПС-35/10кВ «Ивановская».

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 35кВ необхідно облаштувати ВМ-35кВ «Трофимовка», ВМ-35кВ «Дружбовка» на ПС-35/10кВ «Ивановская» направленими багатоступеневими захистами, з функцією АПВ і можливістю обчислення відстані до місця пошкодження ПЛ-35кВ.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження обладнання основного живлення мережі 35кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

Таким чином буде забезпечено економію коштів на можливу компенсацію за перерви електропостачання більше 24 годин, і економію витрат на роботу аварійно-відновлювальних бригад за рахунок скорочення часу на пошук пошкодження, що в кінцевому результаті дозволить покращити показники SAIDI.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» господарчим способом у 2021 році розроблено проект [«Технічне переоснащення \(заміна одиниць та вузлів\) РЗА ПЛ-35 ПС-35/10кВ «Ивановская».](#)

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає **600,00 тис. грн (без ПДВ).**

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт у 2022 році:

- встановлення в комірках ВМ-35 Трофимовка, ВМ-35 Дружбовка пристрою РЗА типу РС83-АВ2, або аналог.

Реалізація об'єкту у повному обсязі господарчим способом можлива за **600,00 тис. грн (без ПДВ).**

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 5 км.
Ціна 1 літра палива А-92	32 грн
Середня ЗП водія	196 грн./день
Загальна вартість пристроїв	280 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочий день	340 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	30 тис. грн.

Розрахунок:

- Витрати на паливо:

$$10 \text{ км} \times 12 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 42,96 \text{ л.}$$

$$42,96 \times 32 = 1\,374,72 \text{ грн.}$$

- ЗП працівників:

$$340 \times 12 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 12\,240,0 \text{ грн.}$$

- ЗП водія:

$$196 \times 12 \text{ (днів)} = 2\,352,00 \text{ грн.}$$

- ЗП разом:

12 240 + 2 352 = 14 592,00 грн.

- Сума витрат:

14592 + 1374,72 + 30000 = 45 966,72 грн.

Термін окупності кожного пристрою:

600,00 / 45,97 = 13,05 року.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ-35кВ ПС-35/10кВ К.Владимировка.

ПС-35/10кВ «К.Владимировка» (інв.№013656) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1983р підключена до мережі 35кВ однією лінією 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ: 1Т, 2Т потужністю по 4,0 МВА кожний.

Згідно Акту обстеження ПС-35/10кВ «К.Владимировка» [№80 від 03.02.2021.](#) виявлено: комплект захистів СМВ-35кВ ПС-35/10кВ «К.Владимировка» введено в експлуатацію у 1983 році, на даний час термін експлуатації її становить 38 років.

При огляді шафи РЗА встановлено: комплект захистів СМВ-35кВ змонтований в шафі зовнішньої установки, складається з одного ступіню МСЗ-35кВ з використанням електромеханічних реле. Схема керування вимикача непрацездатна і виведена з роботи. Шафа має пошкоджені елементи ущільнення, внутрішні елементи комплексу релейного захисту недостатньо захищені від навколишнього середовища.

Аналіз аварійних відключень СМВ-35кВ та розрахунків ремонтних режимів ПС-35/10кВ «К.Владимировка» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикача СМВ-35кВ ПС-35/10кВ «К.Владимировка» і прилеглої мережі 35кВ.

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 35кВ необхідно облаштувати СМВ-35кВ ПС-35/10кВ «К.Владимировка» направленими багатоступеневими захистами, з функцією АПВ і можливістю обчислення відстані до місця пошкодження ПЛ-35кВ.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 35кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

Таким чином буде забезпечено економію коштів на можливу компенсацію за перерви електропостачання більше 24 годин, і економію витрат на роботу аварійно-відновлювальних бригад за рахунок скорочення часу на пошук пошкодження, що в кінцевому результаті дозволить покращити показники SAIDI.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» господарчим способом у 2021 році розроблено проект [«Технічне переоснащення \(заміна одиниць та вузлів\) РЗА СМВ-35кВ ПС-35/10кВ К.Владимировка».](#)

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає **360 тис. грн (без ПДВ).**

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт у 2022 році:
встановлення в комірці СМВ-35кВ пристрою РЗА типу РС83-АВ2, або аналог.

Реалізація об'єкту у повному обсязі господарчим способом можлива за **360 тис. грн (без ПДВ).**

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 5 км.
Ціна 1 літра палива А-92	32 грн
Середня ЗП водія	196 грн./день
Загальна вартість пристроїв	280 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні

Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочий день	340 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	30 тис. грн.

Розрахунок:

- Витрати на паливо:
 $10 \text{ км} \times 12 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 42,96 \text{ л.}$
 $42,96 \times 32 = 1\,374,72 \text{ грн.}$
 - ЗП працівників:
 $340 \times 12 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 12\,240,0 \text{ грн.}$
 - ЗП водія:
 $196 \times 12 \text{ (днів)} = 2\,352,00 \text{ грн.}$
 - ЗП разом:
 $12\,240 + 2\,352 = 14\,592,00 \text{ грн.}$
 - Сума витрат:
 $14\,592 + 1\,374,72 + 30\,000 = 45\,966,72 \text{ грн.}$
- Термін окупності кожного пристрою:
 $360,00 / 45,97 = 7,83 \text{ року.}$

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т ПС-35/10кВ Попелаки.

ПС-35/10кВ «Попелаки» (інв.№ 013082) АТ «Херсонобленерго» - одно-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1971р. підключена до мережі 35кВ однією лінією 35кВ. На підстанції встановлено один силовий трансформатор 35/10 кВ 1Т потужністю 2,5 МВА.

На ПС-35/10кВ «Попелаки» експлуатується комплект електромеханічних релейних захистів силового трансформатора 1Т який складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, Диф.захисту, з використанням електромеханічних реле.

Згідно Акту обстеження ПС-35/10кВ «Попелаки» [№97 від 15.02.2021.](#) виявлено: комплект захистів силового трансформатору 1Т змонтовані в шафі зовнішньої установки, має термін експлуатації 50 років, і вичерпав свій нормативний термін експлуатації, морально застарів і має значний фізичний знос.

Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цього комплексу захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цьому комплекті захистів трансформатору 1Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючий комплект захистів трансформатору 1Т ПС-35/10кВ «Попелаки» не відповідає вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в ньому відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформатору 1Т в цілому.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання ПС-35/10кВ «Попелаки», а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про вид, напрямок і зону пошкодження.

Таким чином буде забезпечено економію коштів на можливу компенсацію за перерви електропостачання більше 24 годин, і економію витрат на роботу аварійно-відновлювальних бригад за рахунок скорочення часу на пошук пошкодження, що в кінцевому результаті дозволить покращити показники SAIDI.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» господарчим способом у 2021 році розроблено проект [«Технічне переоснащення \(заміна одиниць та вузлів\) РЗА трансформатора 1Т ПС-35/10кВ Попелаки».](#)

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає **360,0 тис. грн (без ПДВ).**

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт у 2022 році:

-встановлення в комірці силового трансформатора 1Т комплекту захистів з використанням мікропроцесорних пристроїв РЗА типу РС83-ДТ2 (диф.захист 1Т), РС83-АВ2 (резервний захист 1Т).

Реалізація об'єкту у повному обсязі господарчим способом можлива за **360,0 тис. грн (без ПДВ)**.

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 60 км.
Ціна 1 літра палива А-92	32 грн
Середня ЗП водія	196 грн./день
Загальна вартість пристроїв	280 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	340 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	30 тис. грн.

Розрахунок:

- Витрати на паливо:

$$120 \text{ км} \times 12 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 257,76 \text{ л.}$$

$$257,76 \times 32 = 8\,248,32 \text{ грн.}$$

- ЗП працівників:

$$340 \times 12 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 12\,240,0 \text{ грн.}$$

- ЗП водія:

$$196 \times 12 \text{ (днів)} = 2\,352,00 \text{ грн.}$$

- ЗП разом:

$$12\,240 + 2\,352 = 14\,592,00 \text{ грн.}$$

- Сума витрат:

$$14\,592 + 8\,248,32 + 30\,000 = 52\,840,32 \text{ грн.}$$

Термін окупності кожного пристрою:

$$360,00 / 52,84 = 6,81 \text{ року.}$$

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-35кВ ПС-35/10кВ Сиваши.

ПС-35/10кВ «Сиваши» (інв.№013134) АТ «Херсонобленерго» - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1977р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатора 35/10 кВ 1Т, потужністю 1Т 4,0 МВА, та 2Т, потужністю 2,5 МВА. На ПС-35/10кВ «Сиваши» для МВ-35кВ Н.Алексеевка експлуатується комплект електромеханічних захистів МВ-35кВ Н.Алексеевка з використанням електромеханічних реле.

Згідно Акту обстеження ПС-35/10кВ «Сиваши» №96 від 11.02.2021. виявлено: комплект захистів МВ-35кВ Н.Алексеевка змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 44 роки, вичерпав свій нормативний термін експлуатації, морально застарів і має значний фізичний знос.

Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цього комплекту захистів не спроможне забезпечити відновлення його первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цьому комплекті захистів лінії 35кВ відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, реєстрація аварійних подій, можливість обміну поточною та аварійною інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючий комплект захистів МВ-35кВ Н.Алексеевка на ПС-35/10кВ «Сиваши» не відповідає вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в ньому відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів мережі 35кВ в цілому.

Аналіз аварійних відключень ВМ-35кВ «Н.Алексеевка» та розрахунків ремонтних режимів ПС-35/10кВ «Сиваши» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вказаного вимикача на ПС-35/10кВ «Сиваши».

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 35кВ необхідно облаштувати ВМ-35кВ «Н.Алексеевка» ПС-35/10кВ «Сиваши» направленими багатоступеневими захистами, з функцією АПВ і можливістю обчислення відстані до місця пошкодження ПЛ-35кВ.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження обладнання основного живлення мережі 35кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

Таким чином буде забезпечено економію коштів на можливу компенсацію за перерви електропостачання більше 24 годин, і економію витрат на роботу аварійно-відновлювальних бригад за рахунок скорочення часу на пошук пошкодження, що в кінцевому результаті дозволить покращити показники SAIDI.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» господарчим способом у 2021 році розроблено проект [«Технічне переоснащення \(заміна одиниць та вузлів\) РЗА ПЛ-35кВ ПС-35/10кВ Сиваши»](#).

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає **360,00 тис. грн (без ПДВ)**.

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт у 2022 році:

- встановлення в комірках ВМ-35 Н.Алексеевка, захистів з використанням мікропроцесорного пристрою РЗА типу РС83-АВ2, або аналог.

Реалізація об'єкту у повному обсязі господарчим способом можлива за **360,00 тис. грн (без ПДВ)**.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 5 км.
Ціна 1 літра палива А-92	32 грн
Середня ЗП водія	196 грн./день
Загальна вартість пристроїв	280 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочий день	340 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	30 тис. грн.

Розрахунок:

- Витрати на паливо:

$$10 \text{ км} \times 12 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 42,96 \text{ л.}$$

$$42,96 \times 32 = 1\,374,72 \text{ грн.}$$

- ЗП працівників:

$$340 \times 12 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 12\,240,0 \text{ грн.}$$

- ЗП водія:

$$196 \times 12 \text{ (днів)} = 2\,352,00 \text{ грн.}$$

- ЗП разом:

$$12\,240 + 2\,352 = 14\,592,00 \text{ грн.}$$

- Сума витрат:

$$14592 + 1374,72 + 30000 = 45\,966,72 \text{ грн.}$$

Термін окупності кожного пристрою:

$$360,00 / 45,97 = 7,83 \text{ року.}$$

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ-35кВ ПС-35/10кВ Молодежная.

ПС-35/10кВ «Молодежная» (інв.№005855) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1986р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатора 35/10 кВ 1Т, потужністю 1Т 6,3 МВА, та 2Т, потужністю 4,0 МВА. На ПС-35/10кВ «Молодежная» для СМВ-35кВ експлуатується комплект електромеханічних захистів СМВ-35кВ з використанням електромеханічних реле.

Згідно Акту обстеження ПС-35/10кВ «Молодежная» [№95 від 11.02.2021](#), виявлено: комплект захистів СМВ-35кВ змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 35 років, вичерпав свій нормативний термін експлуатації, морально застарів і має значний фізичний знос. Схема керування вимикача непрацездатна і виведена з роботи. Шафа має пошкоджені елементи ущільнення, внутрішні елементи комплексу релейного захисту недостатньо захищені від навколишнього середовища.

Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цього комплексу захистів не спроможне забезпечити відновлення його первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цьому комплекті захистів лінії 35кВ відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення / відключення вимикачів, ресстрація аварійних подій, можливість обміну поточною та аварійною інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючий комплект захистів СМВ-35кВ на ПС-35/10кВ «Молодежная» не відповідає вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в ньому відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів мережі 35кВ в цілому.

Аналіз аварійних відключень СМВ-35кВ та розрахунків ремонтних режимів ПС-35/10кВ. Для створення повноцінного ремонтного режиму необхідне облаштування СМВ-35кВ ПС-35/10кВ «Молодежная» направленими багатоступеневими захистами, з функцією АПВ і можливістю обчислення відстані до місця пошкодження ПЛ-35кВ.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження обладнання основного живлення мережі 35кВ, уникнути необхідності обмеження, або відключення прилеглого району, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

Таким чином буде забезпечено економію коштів на можливу компенсацію за перерви електропостачання більше 24 годин, і економію витрат на роботу аварійно-відновлювальних бригад за рахунок скорочення часу на пошук пошкодження, що в кінцевому результаті дозволить покращити показники SAIDI.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ [«Херсонобленерго» господарчим способом у 2021 році розроблено проект «Технічне переоснащення \(заміна одиниць та вузлів\) РЗА СМВ-35кВ ПС-35/10кВ Молодежная».](#)

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає **360 тис. грн (без ПДВ).**

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт у 2022 році:

- встановлення в комірці СМВ-35кВ комплект захистів з використанням пристрою РЗА типу РС83-АВ2, або аналог.

Реалізація об'єкту у повному обсязі господарчим способом можлива за **360 тис. грн (без ПДВ).**

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 5 км.
Ціна 1 літра палива А-92	32 грн
Середня ЗП водія	196 грн./день
Загальна вартість пристроїв	280 тис.грн.

Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочий день	340 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	30 тис. грн.

Розрахунок:

- Витрати на паливо:
 $10 \text{ км} \times 12 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 42,96 \text{ л.}$
 $42,96 \times 32 = 1\,374,72 \text{ грн.}$
 - ЗП працівників:
 $340 \times 12 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 12\,240,0 \text{ грн.}$
 - ЗП водія:
 $196 \times 12 \text{ (днів)} = 2\,352,00 \text{ грн.}$
 - ЗП разом:
 $12\,240 + 2\,352 = 14\,592,00 \text{ грн.}$
 - Сума витрат:
 $14\,592 + 1\,374,72 + 30\,000 = 44\,966,72 \text{ грн.}$
- Термін окупності кожного пристрою:
 $360,00 / 44,97 = 8,01 \text{ року.}$

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т ПС-35/10кВ Птаховка.

ПС-35/10кВ «Птаховка» (інв.№ 006034) АТ «Херсонобленерго» - одно-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1984р. підключена до мережі 35кВ однією лінією 35кВ. На підстанції встановлено один силовий трансформатор 35/10 кВ 1Т потужністю 1Т 2,5 МВА.

Згідно Акту обстеження ПС-35/10кВ «Птаховка» [№94 від 09.02.2021.](#) виявлено: на ПС-35/10кВ «Птаховка» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силового трансформатора 1Т який складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, Диф.захистів, з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силового трансформатора 1Т, змонтовані в шафі зовнішньої установки, мають термін експлуатації 37 роки, і вичерпали свій нормативний термін експлуатації, морально застаріли і мають значний фізичний знос, реле мають зношені контактні поверхні, кришки реле мають сколи, тріщини; гумові ущільнювачі кришок реле пошкоджені, та частково відсутні.

Виконання періодичних поточних ремонтів цих комплектів захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих комплектах захистів трансформатора 1Т, відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення / відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів трансформатора 1Т, ПС-35/10кВ «Птаховка» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформатора 1Т, в цілому.

Для створення повноцінних захистів трансформатора 1Т необхідно облаштувати його сучасними багатоступеневими захистами, з розподілом захистів на основні і резервні, з функціями взаємного резервування захистів обмоток ВН і НН трансформаторів, з пристроєм автоматики РПН, журналами подій і аварійними осцилографами.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання ПС-35/10кВ «Птаховка», а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про вид, напрямок і зону пошкодження.

Таким чином буде забезпечено економію коштів на можливу компенсацію за перерви електропостачання більше 24 годин, і економію витрат на роботу аварійно-відновлювальних бригад за рахунок скорочення часу на пошук пошкодження, що в кінцевому результаті дозволить покращити показники SAIDI.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» господарчим способом у 2021 році розроблено проект «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т ПС-35/10кВ Птаховка».

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає **360,0 тис. грн (без ПДВ)**.

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт у 2022 році:

- встановлення в комірці силового трансформатора 1Т пристроїв РЗА типу РС83-ДТ2 (диф.захист 1Т), РС83-АВ2 (резервний захист 1Т).

Реалізація об'єкту у повному обсязі господарчим способом можлива за **360,0 тис. грн (без ПДВ)**.

Термін окупності кожного пристрою: 6,53 року.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 5 км.
Ціна 1 літра палива А-92	32 грн
Середня ЗП водія	196 грн./день
Загальна вартість пристроїв	280 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочий день	340 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	30 тис. грн.

Розрахунок:

- Витрати на паливо:

$$10 \text{ км} \times 12 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 42,96 \text{ л.}$$

$$42,96 \times 32 = 1\,374,72 \text{ грн.}$$

- ЗП працівників:

$$340 \times 12 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 12\,240,0 \text{ грн.}$$

- ЗП водія:

$$196 \times 12 \text{ (днів)} = 2\,352,00 \text{ грн.}$$

- ЗП разом:

$$12\,240 + 2\,352 = 14\,592,00 \text{ грн.}$$

- Сума витрат:

$$14\,592 + 1\,374,72 + 30\,000 = 45\,966,72 \text{ грн.}$$

Термін окупності кожного пристрою:

$$360,00 / 45,97 = 7,83 \text{ року.}$$

**Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-35кВ
ПС-35/10кВ Архангельская.**

ПС-35/10кВ «Архангельская» (інв.№003795) АТ «Херсонобленерго» - одно-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1968р. підключена до мережі 35кВ однією лінією 35кВ. На підстанції встановлено один силовий трансформатор 35/10 кВ 1Т, потужністю 1Т 1,6 МВА.

Згідно Акту обстеження ПС-35/10кВ «Архангельская» [№93 від 09.02.2021.](#) виявлено: на ПС-35/10кВ «Архангельская» для МВ-35кВ Н.Дмитриевка експлуатується комплект електромеханічних захистів з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів МВ-

35кВ Н.Дмитриевка змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 53 років, вичерпав свій нормативний термін експлуатації, морально застарів і має значний фізичний знос.

Схеми керування вимикача непрацездатні і виведені з роботи, реле мають зношені контактні поверхні, кришки реле мають сколи, тріщини; гумові ущільнювачі кришок реле пошкоджені, та частково відсутні.

Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цього комплексу захистів не спроможне забезпечити відновлення його первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цьому комплекті захистів лінії 35кВ відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення / відключення вимикачів, ресстрація аварійних подій, можливість обміну поточною та аварійною інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючий комплект захистів МВ-35кВ Н.Дмитриевка на ПС-35/10кВ «Архангельская» не відповідає вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в ньому відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів мережі 35кВ в цілому.

Аналіз аварійних відключень ВМ-35кВ «Н.Дмитриевка» та розрахунків ремонтних режимів ПС-35/10кВ «Архангельская» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вказаного вимикача.

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 35кВ необхідно облаштувати ВМ-35кВ «Н.Дмитриевка» на ПС-35/10кВ «Архангельская» направленими багатоступеневими захистами, з функцією АПВ і можливістю обчислення відстані до місця пошкодження ПЛ-35кВ.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження обладнання основного живлення мережі 35кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

Таким чином буде забезпечено економію коштів на можливу компенсацію за перерви електропостачання більше 24 годин, і економію витрат на роботу аварійно-відновлювальних бригад за рахунок скорочення часу на пошук пошкодження, що в кінцевому результаті дозволить покращити показники SAIDI.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» господарчим способом у 2021 році розроблено проект [«Технічне переоснащення \(заміна одиниць та вузлів\) РЗА ПВ-35кВ ПС-35/10кВ Архангельская»](#).

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає **360,00 тис. грн (без ПДВ)**.

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт у 2022 році:

- встановлення в комірках ВМ-35 Архангельская, пристрою РЗА типу РС83-АВ2, або аналог.

Реалізація об'єкту у повному обсязі господарчим способом можлива за **360,00 тис. грн (без ПДВ)**.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 60 км.
Ціна 1 літра палива А-92	27,5 грн
Середня ЗП водія	196 грн./день
Загальна вартість пристроїв	320 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочий день	340 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	30 тис. грн.

Розрахунок:

- Витрати на паливо:
 $120 \text{ км} \times 12 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 257,76 \text{ л.}$
 $257,76 \times 32 = 8\,248,32 \text{ грн.}$
- ЗП працівників:
 $340 \times 12 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 12\,240,0 \text{ грн.}$
- ЗП водія:
 $196 \times 12 \text{ (днів)} = 2\,352,00 \text{ грн.}$
- ЗП разом:
 $12\,240 + 2\,352 = 14\,592,00 \text{ грн.}$
- Сума витрат:
 $14\,592 + 8\,248,32 + 30\,000 = 52\,840,32 \text{ грн.}$
- Термін окупності кожного пристрою:
 $360,00 / 52,84 = 6,81 \text{ року.}$

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 3Т ПС-35/10кВ З.Балка.

ПС-35/10кВ «З.Балка» (інв.№ 005397) АТ «Херсонобленерго» - двотрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1967р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т потужністю 2,5 МВА, та 3Т потужністю 4,0 МВА.

Згідно Акту обстеження ПС-35/10кВ «З.Балка» [№92 від 09.02.2021.](#) виявлено: на ПС-35/10кВ «З.Балка» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силових трансформаторів 1Т, 3Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, Диф.захистів, з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 3Т, змонтовані в шафі зовнішньої установки, мають термін експлуатації 54 роки, і вичерпали свій нормативний термін експлуатації, морально застаріли і мають значний фізичний знос, реле мають зношені контактні поверхні, кришки реле мають сколи, тріщини; гумові ущільнювачі кришок реле пошкоджені, та частково відсутні.

Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих комплектів захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в комплекті захистів трансформатора 3Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення / відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики.

Існуючий комплект захистів трансформатора 3Т ПС-35/10кВ «З.Балка» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформатора 3Т в цілому.

Для створення повноцінних захистів трансформатора 3Т необхідно облаштувати його сучасними багатоступеневими захистами, з розподілом захистів на основні і резервні, з функціями взаємного резервування захистів обмоток ВН і НН трансформаторів, з пристроєм автоматики РПН, журналами подій і аварійними осцилографами.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання ПС-35/10кВ «З.Балка», а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і зону пошкодження.

Таким чином буде забезпечено економію коштів на можливу компенсацію за перерви електропостачання більше 24 годин, і економію витрат на роботу аварійно-відновлювальних бригад за рахунок скорочення часу на пошук пошкодження, що в кінцевому результаті дозволить покращити показники SAIDI.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» господарчим способом у 2021 році розроблено проект [«Технічне переоснащення \(заміна одиниць та вузлів\) РЗА трансформатора 3Т ПС-35/10кВ З.Балка».](#)

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає **360,0 тис. грн (без ПДВ).**

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт у 2022 році:
- встановлення в комірці силового трансформатора 3Т комплектів захисту з використанням пристроїв РЗА типу РС83-ДТ2 (диф.захист 3Т), РС83-АВ2 (резервний захист 3Т).

Реалізація об'єкту у повному обсязі господарчим способом можлива за **360,0 тис. грн (без ПДВ)**.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 5 км.
Ціна 1 літра палива А-92	32 грн
Середня ЗП водія	196 грн./день
Загальна вартість пристроїв	280 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочий день	340 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	30 тис. грн.

Розрахунок:

- Витрати на паливо:

$$10 \text{ км} \times 12 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 42,96 \text{ л.}$$

$$42,96 \times 32 = 1\,374,72 \text{ грн.}$$

- ЗП працівників:

$$340 \times 12 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 12\,240,0 \text{ грн.}$$

- ЗП водія:

$$196 \times 12 \text{ (днів)} = 2\,352,00 \text{ грн.}$$

- ЗП разом:

$$12\,240 + 2\,352 = 14\,592,00 \text{ грн.}$$

- Сума витрат:

$$14\,592 + 1\,374,72 + 30\,000 = 45\,966,72 \text{ грн.}$$

Термін окупності кожного пристрою:

$$360,00 / 45,97 = 7,83 \text{ року.}$$

**Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ-35кВ
ПС-35/10кВ Вербь.**

ПС-35/10кВ «Вербь» (інв.№012161) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1967р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатора 35/10 кВ 1Т, потужністю 1,6 МВА, та 2Т, потужністю 2,5 МВА.. На ПС-35/10кВ «Вербь» для СМВ-35кВ експлуатується комплект електромеханічних захистів СМВ-35кВ з використанням електромеханічних реле.

Згідно Акту обстеження ПС-35/10кВ «Вербь» [№91 від 08.02.2021.](#) виявлено: комплект захистів СМВ-35кВ змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 54 роки, вичерпав свій нормативний термін експлуатації, морально застарів і має значний фізичний знос, реле мають зношені контактні поверхні, кришки реле мають сколи, тріщини; гумові ущільнювачі кришок реле пошкоджені, та частково відсутні.

Виконання періодичних поточних ремонтів цього комплексу захистів не спроможне забезпечити відновлення його первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цьому комплекті захистів лінії 35кВ відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення / відключення вимикачів, реєстрація аварійних подій, можливість обміну поточною та аварійною інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики.

Існуючий комплект захистів СМВ-35кВ на ПС-35/10кВ «Вербь» не відповідає вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в ньому відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів мережі 35кВ в цілому.

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 35кВ необхідно облаштувати СМВ-35кВ ПС-35/10кВ «Вербь» направленими багатоступеневими захистами, з функцією АПВ і можливістю обчислення відстані до місця пошкодження ПЛ-35кВ.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 35кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

Таким чином буде забезпечено економію коштів на можливу компенсацію за перерви електропостачання більше 24 годин, і економію витрат на роботу аварійно-відновлювальних бригад за рахунок скорочення часу на пошук пошкодження, що в кінцевому результаті дозволить покращити показники SAIDI.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» господарчим способом у 2021 році розроблено проект [«Технічне переоснащення \(заміна одиниць та вузлів\) РЗА СМВ-35кВ ПС-35/10кВ Вербь»](#).

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає **360 тис. грн (без ПДВ)**.

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт у 2022 році: встановлення в комірці СМВ-35кВ комплексу захистів з використанням пристрою РЗА типу РС83-АВ2, або аналог.

Реалізація об'єкту у повному обсязі господарчим способом можлива за **360 тис. грн (без ПДВ)**.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 60 км.
Ціна 1 літра палива А-92	32 грн
Середня ЗП водія	196 грн./день
Загальна вартість пристроїв	280 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочий день	340 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	30 тис. грн.

Розрахунок:

- Витрати на паливо:

$$120 \text{ км} \times 12 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 257,76 \text{ л.}$$

$$257,76 \times 32 = 8\,248,32 \text{ грн.}$$

- ЗП працівників:

$$340 \times 12 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 12\,240,0 \text{ грн.}$$

- ЗП водія:

$$196 \times 12 \text{ (днів)} = 2\,352,00 \text{ грн.}$$

- ЗП разом:

$$12\,240 + 2\,352 = 14\,592,00 \text{ грн.}$$

- Сума витрат:

$$14\,592 + 8\,248,32 + 30\,000 = 52\,840,32 \text{ грн.}$$

Термін окупності кожного пристрою:

$$360,00 / 52,84 = 6,81 \text{ року.}$$

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПС ПЛ-150 «Партизаны» на ПС 150/35/10кВ «Н.Троицкая»

ПС-150/35/10кВ «Н.Троицкая» (інв№ 013239) - двотрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1967 р., має дві робочі, та одну обхідну системи шин 150кВ, та по дві секції шин 35кВ і 10кВ. Потужність силових трансформаторів : 1Т — 40МВА, 2Т — 25МВА.

ПС-150/35/10кВ «Н.Троицкая» - це вузлова підстанція, яка включена в транзит 150кВ “ПС-330 Каховская” - “Дудчино” - “Н.Троицкая” - “Партизаны”.

До шин 150кВ крім транзитних ПЛ-150кВ “Дудчино” та ПЛ-150кВ “Партизаны” підключені п'ять ПЛ-150кВ: ПЛ-150кВ Оверьяновская ВЭС і ПЛ-150кВ Н.Троицкая ВЭС, з підключеними до них вітровими станціями по 80МВА кожна, та ПЛ-150кВ Н.Алексеевка, ПЛ-150 Н.Тимофеевка-1, ПЛ-150 Н.Тимофеевка2.

В даний час транзитна повітряна лінія ПЛ-150кВ «Партизаны» захищається комплектом релейного захисту типу ЭПЗ-1636 (введений в експлуатацію в 2012р.), який використовується в якості основних захистів ПЛ-150кВ. Ця панель захистів має відносну селективність, і з цієї причини не забезпечує достатню селективність, вибірковість та швидкодію, які необхідні для транзитних ліній 150кВ. Крім того, підживлення мережі 150кВ від ПЛ-150кВ Оверьяновская ВЭС і ПЛ-150кВ Н.Троицкая ВЭС в режимі короткого замикання, при відсутності основного захисту типу ДФЗ, може сприяти некоректній роботі захистів, виконаних з використанням панелі ЭПЗ-1636 ПЛ-150кВ «Партизаны».

Для транзитних енергооб'єктів, у склад яких входять генеруючі потужності, потрібно передбачати комплекс основних і резервних захистів з взаємним резервуванням для забезпечення надійного комплексу РЗА в цілому. При цьому, на ПС-150/35/10кВ «Н.Троицкая» такий вид захистів як диференційно - фазний захист не був передбачений проектом.

В даний час для ПС-150 «Партизаны» (Запоріжобленерго, Дніпровська ЕС) розробляється проект технічного переоснащення з заміною застарілих типів пристроїв РЗА на сучасні мікропроцесорні пристрої, включно з пристроями диференційно - фазних захистів по ПЛ-150кВ «Партизаны-Н.Троицкая». Повний комплект диференційно — фазного захисту повинен включати в себе два напівкомплекти апаратури РЗА, розміщених на обох кінцях ПЛ-150кВ, і зв'язаних між собою високочастотним (ВЧ) каналом зв'язку по фазному проводу однієї із фаз даної ПЛ-150кВ, і з боку ПС-150 «Партизаны» такий напівкомплект проектується.

З боку ПС-150кВ «Н.Троицкая» АТ «Херсонобленерго» також планує встановити такий напівкомплект, який включає в себе наступну апаратуру:

1. Пристрій диференційно-фазного захисту типу Діамант L031 (або аналог);
2. ВЧ - фільтр приєднання;
3. ВЧ - конденсатор зв'язку;
4. ВЧ — загороджувач.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі заплановано:

- на 2022 рік розробка ПКД: “Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПС ПЛ-150 «Партизаны» на ПС 150/35/10кВ «Н.Троицкая»”

- на 2023 рік - виконання робіт з облаштування і налагодження ДФЗ за цим проектом.

Заплановані витрати коштів на 2022 рік для виконання ПКД: 200 тис.грн.

Заплановані витрати коштів на 2023 рік для реалізації проекту: 1 850 тис.грн.

Термін окупності: 12,6 року.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА приймопередавачі ПЛ-150кВ на ПС-150/10 кВ «Коммунальная».

ПС-150/10кВ «Коммунальная» (інв№ 000589) - двотрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1984 р., має схему «Місток» з секційним елегазовим вимикачем 150кВ та елегазовими вимикачами 150кВ в ланцюгах силових трансформаторів 150/10 кВ 1Т і 2Т потужністю по 32 МВА кожний.

ПС-150/10кВ «Коммунальная» - транзитна підстанція, яка включена в транзит 150кВ «Октябрьская – П.Покровская – ХНПЗ – Коммунальная – ХТЕЦ – Никольская – Ках.ГЕС». На

стороні 10кВ ПС-150 має чотири секції шин 10кВ, секціоновані секційними вимикачами. До шин 10кВ ПС-150 «Коммунальная» підключені дві сонячні станції, потужністю 16 МВА та 13МВА.

Одним з показників надійної та усталеної роботи ПС-150/10кВ «Коммунальная» є надійність основних захистів транзитних ліній 150кВ, від яких живиться підстанція.

На ПС-150 «Коммунальная» в комплектах основних захистів транзитних ліній 150кВ «ДФЗ-Діамант L031» експлуатуються прийомо - передавачі типу ПВЗ, встановлені у 2007 році. Вказані прийомо - передавачі морально застаріли і зношені фізично. Існує ряд причин, через які потрібна заміна їх на мікропроцесорні В.Ч. прийомо-передавачі.

Прийомо - передавачі, які знаходяться в даний час в експлуатації, відпрацювали свій нормований термін експлуатації 12 років, і мають значний фізичний знос внутрішніх елементів. Виконання поточних та капітальних ремонтів прийомо — передавачів не дає можливості відновити їх первинний технічний стан через відсутність комплектуючих. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих пристроях відсутні функції та можливості, притаманні сучасним електронним виробам: інформативність, діагностика справності пристрою та периферійних ланцюгів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-150 «Коммунальная» у 2024 році заплановано переоснащення існуючих прийомо — передавачів ПВЗ, які застаріли та технічний ресурс яких вичерпано, на прийомо — передавачі типу “Оріон-УПЗ” в кількості 2шт.

Заплановані витрати коштів на 2024 рік: $165 * 2 = 330$ тис.грн.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА прийомопередавачі ПЛ-150кВ на ПС-150/10 кВ «Никольская».

ПС-150//35/6кВ «Никольская» (інв№ 000590) - двотрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1977р., має схему «Місток» з секційним елегазовим вимикачем 150кВ та елегазовими вимикачами 150кВ в ланцюгах силових трансформаторів 150/10 кВ 1Т і 2Т потужністю по 16 МВА кожний.

ПС-150//35/6кВ «Никольская» - транзитна підстанція, яка включена в транзит 150кВ «Октябрьская – П.Покровская – ХНПЗ – Коммунальная – ХТЕЦ – Никольская – Ках.ГЕС».

На стороні 35кВ ПС-150//35/6кВ «Никольская» має дві секції шин 35кВ, секціоновані секційним вимикачем СВВ-35кВ. До шин 35кВ ПС-150//35/6кВ «Никольская» підключено дві ПЛ-35кВ.

На стороні 6кВ ПС-150//35/6кВ «Никольская» також має дві секції шин 6кВ, секціоновані секційним вимикачем СВВ-6кВ. Від шин 6кВ ПС-150//35/6кВ «Никольская» чотирма кабельними лініями 6кВ живиться Миколаївський водогін.

Одним з показників надійної та усталеної роботи ПС-150//35/6кВ «Никольская» надійність основних захистів транзитних ліній 150кВ, від яких живиться підстанція.

На ПС-150//35/6кВ «Никольская» в комплектах основних захистів транзитних ліній 150кВ«ДФЗ-201» експлуатуються прийомо - передавачі типу ПВЗ, встановлені у 2004 році. Вказаніприйомо - передавачі морально застаріли і зношені фізично. Існує ряд причин, через які потрібна заміна їх на мікропроцесорні В.Ч. прийомо-передавачі:

Прийомо-передавачі, які знаходяться в даний час в експлуатації, відпрацювали свій нормований термін експлуатації 12 років, і мають значний фізичний знос внутрішніх елементів. Виконання поточних та капітальних ремонтів прийомо - передавачів не дає можливості відновити їх первинний технічний стан через відсутність комплектуючих. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих пристроях відсутні функції та можливості, притаманні сучасним електронним виробам: інформативність, діагностика справності пристрою та периферійних ланцюгів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/6кВ «Никольская» у 2023 році заплановано переоснащення існуючих прийомо - передавачів типу ПВЗ, які застаріли та технічний ресурс яких вичерпано, на прийомо - передавачі типу “Оріон-УПЗ” в кількості 2шт.

Заплановані витрати коштів на 2023 рік: $165 * 2 = 330$ тис.грн.

Термін окупності: 7,2 року.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-150/35/10кВ "Дудчино".

ПС-150/35/10кВ «Дудчино» (інв№ 014979) - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1968 р., має схему «Місток» з секційним елегазовим вимикачем 150кВ та елегазовими вимикачами 150кВ в ланцюгах силових трансформаторів 150/35/10 кВ 1Т і 2Т потужністю по 40 МВА кожний.

ПС-150/35/10кВ «Дудчино» - транзитна підстанція, яка включена в транзит 150кВ «Каховская-330» - «Дудчино» - «Н.Троицкая» - «Партизаны».

Основним навантаженням ПС-150 «Дудчино», особливо в літній період, є насосні станції, які забезпечують зрошення сільського господарства Каховського регіону Херсонської області.

Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т ПС-150кВ «Дудчино» введені в експлуатацію у 1968 році, мають термін експлуатації 49 років, і вже майже двічі вичерпали нормативний термін експлуатації 25 років. Ці комплекти мають суттєвий моральний та фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в комплектах захистів силових трансформаторів відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристрою, ланцюгів включення/відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики.

Додатково, існуючі комплекти захистів не забезпечують відповідність сучасним нормам виконання пристроїв РЗА силового обладнання – в цих комплектах відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів силових трансформаторів в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/10кВ «Дудчино» у 2024 році запланована переоснащення існуючих комплектів захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т які застаріли та технічний ресурс яких вичерпано, на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2024 рік: $650,0 * 2 = 1\,300$ тис.грн.

Термін окупності: 7,71 року.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-150/35/10кВ "Н.Тимофеевка".

ПС-150/35/10кВ «Н.Тимофеевка» (інв№ 013250) – двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1978р. Живлення ПС-150/35/10кВ «Н.Тимофеевка» здійснюється двома ПЛ-150кВ від ПС-150/35/10кВ «Н.Троицкая». На стороні 150кВ ПС-150/35/10кВ «Н.Тимофеевка» виконана за блочною схемою "лінія-трансформатор" з ремонтною перемичкою між блоками.

Силові трансформатори 1Т, 2Т підключаються до ПЛ-150кВ через ОД-150-1, ОД-150-2, та КЗ-150-1, КЗ-150-2.

На стороні 35кВ ПС-150/35/10кВ «Н.Тимофеевка» змонтована одинарна система шин, секціонована масляним вимикачем. Сторона 10кВ КРУН-10 тимчасово не використовується.

Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т ПС-150/35/10кВ «Н.Тимофеевка» введені в експлуатацію у 1978 році, мають термін експлуатації 40 років, і вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років. Ці комплекти мають значний моральний та фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в комплектах захистів силових трансформаторів відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристрою, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики.

Додатково можна відзначити невідповідність існуючих комплектів захистів силових трансформаторів сучасним нормам забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них

відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів силових трансформаторів в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/10кВ «Н.Тимофеевка» у 2024 році запланована заміна існуючих комплектів захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т які застаріли та технічний ресурс яких вичерпано, на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2024 рік: $650,0 * 2 = 1300$ тис.грн.

Термін окупності: 7,7 року.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ".

ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» (інв№ 000576) - двотрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1968 р., має дві робочі, та одну обхідну системи шин 150кВ, дві секції шин 35кВ і чотири СШ-10кВ. Потужність силових трансформаторів 1Т і 2Т — по 60 МВА кожний.

ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» - це вузлова підстанція, яка живиться двома ПЛ-150 кВ від ПС-330 «Херсонская», і є одним з джерел живлення транзиту 150кВ «Октябрьская – П.Покровская – ХНПЗ – Коммунальная – ХТЕЦ – Никольская – Ках.ГЕС», та споживачів м. Херсон і Білозерського району Херсонської області.

Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» введені в експлуатацію у 1968 році, мають термін експлуатації 53 роки, і вже двічі вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років. Ці комплекти мають значний моральний та фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в комплектах захистів силових трансформаторів відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристрою, ланцюгів включення відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики.

Додатково, існуючі комплекти захистів силових трансформаторів не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів силових трансформаторів в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» у 2023-2024 роках запланована переоснащення існуючих комплектів захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т, які застаріли та технічний ресурс яких вичерпано, на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2023 рік: 650,0 тис.грн.; на 2024 рік: 650,0 тис.грн.

Усього у 2023 – 2024 роках $2*650,0=1300$ тис.грн

Термін окупності: 7,7 року.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-150/35/10кВ "Никольская".

ПС-150//35/6кВ «Никольская» (інв№ 000590) - двотрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1977р., має схему «Місток» з секційним елегазовим вимикачем 150кВ та елегазовими вимикачами 150кВ в ланцюгах силових трансформаторів 150/10 кВ 1Т і 2Т потужністю по 16 МВА кожний.

ПС-150//35/6кВ «Никольская»- транзитна підстанція, яка включена в транзит 150кВ «Октябрьская – П.Покровская – ХНПЗ – Коммунальная – ХТЕЦ – Никольская – Ках.ГЕС».

На стороні 35кВ ПС-150//35/6кВ «Никольская» має одинарну секцію шин 35кВ, секціоновану секційним вимикачем СВВ-35кВ. До шин 35кВ ПС-150//35/6кВ «Никольская» підключено дві ПЛ-35кВ.

На стороні 6кВ ПС-150//35/6кВ «Никольская» також має дві секції шин 6кВ, секціоновані секційним вимикачем СВВ-6кВ. Від шин 6кВ ПС-150//35/6кВ «Никольская» чотирма кабельними лініями 6кВ живиться Миколаївський водогін.

Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т ПС-150/35/6кВ «Никольская» введені в експлуатацію у 1977 році, мають термін експлуатації 41 рік, і вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років. Ці комплекти мають значний моральний та фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в комплектах захистів силових трансформаторів відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристрою, ланцюгів включення/відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів силових трансформаторів не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів силових трансформаторів в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/6кВ «Никольская» у 2024 році запланована переоснащення існуючих комплектів захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т, які застаріли та технічний ресурс яких вичерпано, на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2024 рік: $650,0 * 2 = 1300$ тис.грн.

Термін окупності: 7,7 року.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-150/35/10кВ "Промбаза".

ПС-150//35/10кВ «Промбаза» (інв№ 015004) - двотрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1968р. Живлення ПС-150//35/10кВ «Промбаза» в нормальному режимі здійснюється через двохланцюгову відпайку від ПЛ-150 кВ «Каховская-330 – ГНС-1, ГНС-2».

Головна схема ПС-150//35/10кВ «Промбаза» представляє собою два блоки «лінія-трансформатор» з елегазовими вимикачами ВЕ-150 по стороні 150кВ і ремонтною перемичкою з двох роз'єднувачів 150кВ між блоками. Встановлені силові трансформатори 1Т, 2Т - ТДТГ-25000/150 і ТДТН-25000/150 з регулюванням під навантаженням.

На стороні 35кВ ПС-150//35/10кВ «Промбаза» виконана схема з одинарною системою шин секціонована вакуумним вимикачем.

На стороні 10 кВ ПС-150//35/10кВ «Промбаза» схема складається з чотирьох секцій шин. 1СШ-10кВ і 3СШ-10кВ підключаються через масляні вимикачі ВК-10-1600 до трансформатора 1Т, 2СШ-10кВ і 4СШ-10кВ також через вимикачі ВК-10-1600 підключаються до трансформатора 2Т.

Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т ПС-150//35/10кВ «Промбаза» введені в експлуатацію у 1968 році, мають термін експлуатації 50 рік, і двічі вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років. Ці комплекти мають значний моральний та фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в комплектах захистів силових трансформаторів відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристрою, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів силових трансформаторів не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів силових трансформаторів в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-150//35/10кВ «Промбаза» у 2023 році запланована переоснащення існуючих комплектів захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т, які застаріли та технічний ресурс яких вичерпано, на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2023 рік: $650,0 * 2 = 1300$ тис.грн.

Термін окупності: 7,7 року.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 3Т, 4Т ПС-150/35/10 «ГНС-КОС».

ПС-150/35/10кВ «ГНС КОС» (інв.№ 015002) – чотирьохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1973р.

Живлення ПС-150/35/10кВ «ГНС КОС» у нормальному режимі виконується від ПС «Каховская-330» по двох ПЛ-150 кВ «Каховская-330 – ГНС-1, ГНС-2».

Головна схема ПС «ГНС КОС» являє собою спрощені (без вимикачів на високій стороні) блоки лінія - два трансформатора. Трансформатори попарно 1Т (25МВА) і 2Т (63МВА) підключені через ОД-150-1 до ПЛ-150кВ «ГНС-1», а трансформатори 3Т (63МВА) і 4Т (25МВА) через ОД-150-2 - до ПЛ-150кВ «ГНС-2». Між блоками на стороні 150 кВ встановлені секційні роз'єднувач і відділювач ОДС-150, який в нормальному режимі відключений. Основні захисти силових трансформаторів діють так само попарно на свої короткозамикачі КЗ-150кВ.

Силові трансформатори 1Т і 4Т, трьохобмоткові, напругою 150/35/10кВ, потужністю по 25000 кВА, силові трансформатори 2Т і 3Т, трьохобмоткові, напругою 150/10/10кВ, потужністю по 63000 кВА, з регулюванням напруги під навантаженням.

Комплекти захистів силових трансформаторів 3Т, 4Т ПС-150/35/10кВ «ГНС-КОС» введені в експлуатацію у 1973 році, мають термін експлуатації 48 років, і двічі вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років. Ці комплекти мають значний моральний та фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в комплектах захистів силових трансформаторів відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристрою, ланцюгів включення / відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів силових трансформаторів не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів силових трансформаторів в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/10кВ «ГНС-КОС» у 2023 році заплановано переоснащення існуючих комплектів захистів силових трансформаторів 3Т, 4Т, які застаріли та технічний ресурс яких вичерпано, на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2023 рік: 1300,0 тис.грн.

Усього 2023 році 1300,0 тис.грн

Термін окупності: 9,4 року.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 2Т ПС-150/35/6кВ "ГНС-СОС".

ПС-150/35/10кВ «ГНС-СОС» (інв.№ 015005) – однострансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1990р. Живлення ПС-150/35/6кВ «ГНС-СОС» здійснюється двома ПЛ-150кВ від ПС-330кВ «Каховська». На стороні 150кВ ПС-150/35/6кВ «ГНС-СОС» виконана за блочною схемою "лінія-трансформатор" з секційним елегазовим вимикачем 150кВ між блоками.

Силові трансформатори 1Т, 2Т підключаються до ПЛ-150кВ через елегазові вимикачі 150кВ.

На стороні 35кВ ПС-150/35/10кВ «Н.Тимофеевка» змонтована одинарна система шин, секціонована вакуумним вимикачем 35кВ.

Комплект захистів силового трансформатора 2Т ПС-150/35/6кВ «ГНС-СОС» введено в експлуатацію у 1990 році, має термін експлуатації 29 років, і вичерпав свій нормативний термін експлуатації 25 років. Цей комплект має значний моральний та фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цього комплексу захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в комплекті захистів силового трансформатора відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристрою, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну

інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики.

Додатково можна відзначити невідповідність існуючого комплексу захистів силового трансформатора сучасним нормам забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів силових трансформаторів в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/6кВ «ГНС-СОС» у 2025 році запланована переоснащення існуючого комплексу захистів силового трансформатора 2Т, який застарів та технічний ресурс якого вичерпано, на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2025 рік: 650,0 тис.грн.

Термін окупності: 7,7 року.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ДЗШ-35 кВ ПС-150/35/6 кВ «ХНПЗ».

ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» (інв.№ 000576) - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1968 р., має дві робочі, та одну обхідну системи шин 150кВ, дві системи шин 35кВ і чотири СШ-6кВ. Потужність силових трансформаторів 1Т і 2Т — по 60 МВА кожний.

ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» - це вузлова підстанція, яка живиться двома ПЛ-150 кВ від ПС-330 «Херсонская», і є одним з джерел живлення транзиту 150кВ «Октябрьская – П.Покровская – ХНПЗ – Коммунальная – ХТЕЦ – Никольская – Ках.ГЕС», та споживачів м. Херсон і Білозерського району Херсонської області.

На ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» з 1974 року експлуатується електромеханічний диференційний захист шин 35кВ (ДЗШ-35), який має термін експлуатації 44 роки, і вичерпав свій нормативний термін експлуатації 25 років. Панелі ДЗШ-35 мають значний моральний та фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів панелей ДЗШ-35 не дає можливості забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в комплектах ДЗШ-35 відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі пристрої ДЗШ-35 не відповідають вимогам сучасних норм, які висуваються до пристроїв РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів м мережі 35кВ в цілому.

Заміна електромеханічного комплексу захисту ДЗШ-35 на мікропроцесорні пристрої дозволить отримати:

- комплект надійного захисту систем шин 35кВ ПС-150кВ «ХНПЗ» для всіх можливих режимів роботи мережі 35кВ;

- гнучку схему диференційного захисту шин 35кВ завдяки відсутності залежності від фіксації кожного приєднання 35кВ за «своєю» системою шин 35кВ;

- фіксацію інформації параметрів аварійних процесів, застосування якої скорочує час пошуку місця ушкодження устаткування, і як наслідок – зменшення часу відключеного стану споживачів, та вартості виконаних робіт для служби підстанцій (СП);

- забезпечення візуального і дистанційного (по каналах зв'язку) оперативного контролю величин робочих струмів і напруг на шинах 35кВ;

- забезпечення передавання (по каналах зв'язку) на диспетчерський пункт ОДС інформації, яка формується мікропроцесорними пристроями щодо режимів роботи, та будь яких відхилень від нормального стану обладнання;

- вбудований контроль справності мікропроцесорних пристроїв ДЗШ-35, який дозволяє своєчасно виявити несправність пристроїв або його будь яких функціональних вузлів, і тим самим завадити можливості роботи систем шин 35кВ без захистів, або їх хибного відключення

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» у 2021 році заплановано виготовлення проектно-кошторисної документації «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ДЗШ-35 кВ ПС-150/35/6 кВ «ХНПЗ», та у 2023 році запланована реалізація цього проекту.

Заплановані витрати коштів на 2021 рік: 200,0 тис.грн.

Заплановані витрати коштів на 2023 рік: 750,0 тис.грн.

Термін окупності: 7,4 року.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА заміна ДЗШ-35 кВ ПС-150/35/10 кВ «П.Покровская».

ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» (інв№ 000588) - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1971 р., має схему «Місток» з секційним елегазовим вимикачем 150кВ та елегазовими вимикачами 150кВ в ланцюгах силових трансформаторів 150/35/10 кВ 1Т і 2Т потужністю по 40 МВА кожний.

ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» - транзитна підстанція, яка включена в транзит 150кВ «Октябрьская – П.Покровская – ХНПЗ – Коммунальная – ХТЕЦ – Никольская – Ках.ГЕС».

На стороні 35кВ ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» має одинарну секцію шин 35кВ, секціоновану секційним вимикачем СМВ-35кВ. До шин 35кВ ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» підключено дванадцять ПЛ-35кВ.

На стороні 10кВ ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» також має дві секції шин 10кВ, секціоновані секційним вимикачем СМВ-10кВ.

На ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» з 1971 року експлуатується електромеханічний диференційний захист шин 35кВ (ДЗШ-35), який має термін експлуатації 50 років, і вичерпав свій нормативний термін експлуатації 25 років. Панелі ДЗШ-35кВ мають значний моральний та фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів панелей ДЗШ-35 не дає можливості забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в комплектах ДЗШ-35 відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі пристрої ДЗШ-35 не відповідають вимогам сучасних норм, які висуваються до пристроїв РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів мережі 35кВ в цілому.

Заміна електромеханічного комплексу захисту ДЗШ-35 на мікропроцесорні пристрої дозволить отримати:

- комплект надійного захисту систем шин 35кВ ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» для всіх можливих режимів роботи мережі 35кВ;

- фіксацію інформації параметрів аварійних процесів, застосування якої скорочує час пошуку місця ушкодження устаткування, і як наслідок – зменшення часу відключеного стану споживачів, та вартості виконаних робіт для служби підстанцій (СП);

- забезпечення візуального і дистанційного (по каналах зв'язку) оперативного контролю величин робочих струмів і напруг на шинах 35кВ;

- забезпечення передавання (по каналах зв'язку) на диспетчерський пункт ОДС інформації, яка формується мікропроцесорними пристроями щодо режимів роботи, та будь яких відхилень від нормального стану обладнання;

- вбудований контроль справності мікропроцесорних пристроїв ДЗШ-35, який дозволяє своєчасно виявити несправність пристроїв або його будь яких функціональних вузлів, і тим самим завадити можливості роботи систем шин 35кВ без захистів, або їх хибного відключення

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» у 2024 році запланована реалізація проекту «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА заміна ДЗШ-35 кВ ПС-150/35/10 кВ «П.Покровская».

Заплановані витрати коштів на 2024 рік: 750,0 тис.грн.

Термін окупності: 3,94 року.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ДЗШ-35 кВ ПС-150/35/10 кВ «Промышленная».

ПС-150/35/10кВ «Промышленная» (інв№ 000582) - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1976р. Живлення ПС-150/35/10кВ «Промышленная» виконано двома ПЛ-150 кВ від ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ». На стороні 150кВ ПС-150/35/10кВ «Промышленная» виконана по схемі Блок «лінія-трансформатор» з ремонтною перемичкою між блоками.

Силові трансформатори 1Т і 2Т потужністю по 63 МВА кожний. Підключені до ПЛ-150кВ через ОД-150кВ та КЗ-150кВ.

На стороні 35кВ ПС-150/35/10кВ «Промышленная» має подвійну систему шин 35кВ, секціоновану секційним вимикачем СВВ-35кВ. До шин 35кВ ПС-150/35/10кВ «Промышленная» підключено чотири ПЛ-35кВ.

На стороні 10кВ ПС-150/35/10кВ «Промышленная» також має дві секції шин 10кВ, секціоновані секційним вимикачем СВВ-10кВ.

На ПС-150/35/10кВ «Промышленная» з 1976 року експлуатується електромеханічний диференційний захист шин 35кВ (ДЗШ-35), який має термін експлуатації 42 роки, і вичерпав свій нормативний термін експлуатації 25 років. Панель ДЗШ-35кВ має значний моральний та фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів панелі ДЗШ-35 не дає можливості забезпечити відновлення її первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в комплекті ДЗШ-35 відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючий комплект ДЗШ-35 не відповідає вимогам сучасних норм, які висуваються до пристроїв РЗА – в ньому відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів мережі 35кВ в цілому.

Заміна електромеханічного комплексу захисту ДЗШ-35 на мікропроцесорні пристрої дозволить отримати:

- комплект надійного захисту системи шин 35кВ ПС-150/35/10кВ «Промышленная» для всіх можливих режимів роботи мережі 35кВ;

- гнучку схему диференційного захисту шин 35кВ завдяки відсутності залежності від фіксації кожного приєднання 35кВ за «свою» системою шин 35кВ;

- фіксацію інформації параметрів аварійних процесів, застосування якої скорочує час пошуку місця ушкодження устаткування, і як наслідок – зменшення часу відключеного стану споживачів, та вартості виконаних робіт для служби підстанцій (СП);

- забезпечення візуального і дистанційного (по каналах зв'язку) оперативного контролю величин робочих струмів і напруг на шинах 35кВ;

- забезпечення передавання (по каналах зв'язку) на диспетчерський пункт ОДС інформації, яка формується мікропроцесорними пристроями щодо режимів роботи, та будь яких відхилень від нормального стану обладнання;

- вбудований контроль справності мікропроцесорних пристроїв ДЗШ-35, який дозволяє своєчасно виявити несправність пристроїв або його будь яких функціональних вузлів, і тим самим завадити можливості роботи систем шин 35кВ без захистів, або їх хибного відключення

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/10кВ «Промышленная» у 2021 році заплановано виготовлення проектно-кошторисної документації «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ДЗШ-35 кВ ПС-150/35/10 кВ «Промышленная».», та у 2023 році запланована реалізація цього проекту.

Заплановані витрати коштів на 2021 рік: 200,0 тис.грн.

Заплановані витрати коштів на 2023 рік: 750,0 тис.грн.

Термін окупності: 7,4 року.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-35кВ ПС-150/35/6кВ "Никольская".

ПС-150//35/6кВ «Никольская» (інв№ 000590) - двотрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1977р., має схему «Місток» з секційним елегазовим вимикачем 150кВ та елегазовими вимикачами 150кВ в ланцюгах силових трансформаторів 150/10 кВ 1Т і 2Т потужністю по 16 МВА кожний.

ПС-150//35/6кВ «Никольская»- транзитна підстанція, яка включена в транзит 150кВ «Октябрьская – П.Покровская – ХНПЗ – Коммунальная – ХТЕЦ – Никольская – Ках.ГЕС».

На стороні 35кВ ПС-150//35/6кВ «Никольская» має дві секції шин 35кВ, секціоновані секційним вимикачем СВВ-35кВ. До шин 35кВ ПС-150//35/6кВ «Никольская» підключено дві ПЛ-35кВ.

На стороні 6кВ ПС-150//35/6кВ «Никольская» також має дві секції шин 6кВ, секціоновані секційним вимикачем СВВ-6кВ.

На підстанції ПС-150//35/6кВ «Никольская» експлуатуються два комплекти електромеханічних релейних захистів ліній 35 кВ, які мають термін експлуатації 41 рік, і вичерпали нормативний термін експлуатації 25 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. При цьому, секційний вимикач СВВ-35кВ зовсім не має власних захистів – функцію захистів СВВ-35кВ виконують захисти вводів 35кВ силових трансформаторів 1Т, 2Т.

Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів існуючих комплектів захистів ПЛ-35кВ не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в комплектах захистів ліній 35кВ відсутні функції та можливості, які повинні мати сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристрою, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів ліній 35кВ не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів ліній 35кВ в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-150//35/6кВ «Никольская» у 2024 році запланована переоснащення існуючих комплектів захистів ліній 35кВ та секційного вимикача 35кВ на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2024 рік: $80,0 * 3 = 240$ тис.грн.

Термін окупності: 6,6 року.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-35кВ ПС-150/35/10кВ "Промбаза".

ПС-150/35/10кВ «Промбаза» (інв.№015004) - двотрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1968 р., має схему «Блок-лінія-трансформатор» з елегазовими вимикачами 150кВ в ланцюгах силових трансформаторів 150/35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю по 25 МВА.

На стороні 35кВ ПС-150/35/10кВ «Промбаза» має дві секції шин 35кВ, секціоновані секційним вимикачем СВВ-35кВ. До шин 35кВ ПС-150/35/10кВ «Промбаза» підключено шість ліній 35кВ, дві з яких абонентські, включно з вимикачами 35кВ. Основним навантаженням ПС-150 «Промбаза» є споживачі Каховського району Херсонської області.

На підстанції ПС-150/35/10кВ «Промбаза» експлуатуються комплекти електронних спрощених комплектів релейних захистів ліній 35 кВ, які мають термін експлуатації 13 років, і вичерпали нормативний термін експлуатації 12 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в комплектах захистів ліній 35кВ відсутні функції та можливості, які повинні мати сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристрою, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів ліній 35кВ не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів ліній 35кВ в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/10кВ «Промбаза» у 2025 році запланована переобладнання існуючих комплектів захистів ліній 35кВ та секційного вимикача 35кВ на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2025 рік: $80,0 * 4 = 320$ тис.грн.

Термін окупності: 8,3 року.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)РЗА ЗРП-10кВ ПС-150/35/10кВ "Рубановка".

ПС-150/35/10кВ «Рубановка» (інв№007747) - двотрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1974 р., має схему «Блок-лінія-трансформатор» зі схемою ВД-КЗ 150кВ в ланцюгах силових трансформаторів 150/35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю по 25 МВА.

На стороні 35кВ ПС-150/35/10кВ «Рубановка» має дві секції шин 35кВ, секціоновані секційним вимикачем СВВ-35кВ. До шин 35кВ ПС-150/35/10кВ «Рубановка» підключено п'ять ПЛ-35кВ.

До шин 10кВ ПС-150/35/10кВ «Рубановка» підключена сонячна станція потужністю 16 МВА. Основним навантаженням ПС-150 «Рубановка» є споживачі В.Лепетихського району Херсонської області.

На підстанції ПС-150/35/10кВ «Рубановка» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів ліній 10 кВ, які мають термін експлуатації 45 років, і вичерпали нормативний термін експлуатації 25 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в комплектах захистів ліній 10кВ відсутні функції та можливості, які повинні мати сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристрою, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів ліній 10кВ не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів мережі 10кВ в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/10кВ «Рубановка» у 2025 році запланована переоснащення існуючих комплектів захистів ліній 10кВ на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2025 рік: $80,0 * 7 = 560$ тис.грн.

Термін окупності: 8,3 року.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ЗРП-10кВ ПС-150/35/10кВ "Чулаковка".

ПС-150/35/10кВ «Чулаковка» (інв№004786) - двотрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1982 р., має схему «Місток» з секційною перемичкою та схемою ВД-КЗ 150кВ в ланцюгах силових трансформаторів 150/35/10 кВ 1Т,2Т потужністю по 25 МВА.

На стороні 35кВ ПС-150/35/10кВ «Чулаковка» має дві секції шин 35кВ, секціоновані секційним вимикачем СВВ-35кВ. До шин 35кВ ПС-150/35/10кВ «Чулаковка» підключено шість ПЛ-35кВ. До шин 35кВ ПС-150/35/10кВ «Чулаковка» підключені три сонячні станції потужністю 17 МВА, 14МВА і 5,1МВА . Основним навантаженням ПС-150 «Чулаковка» є споживачі Олешківського та Голопристанського районів Херсонської області.

На підстанції ПС-150/35/10кВ «Чулаковка» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів ліній 10 кВ, які мають термін експлуатації 37 років, і вичерпали нормативний термін експлуатації 25 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в комплектах захистів ліній 10кВ відсутні функції та можливості, які повинні мати сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристрою, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів ліній 10кВ не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів мережі 10кВ в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/10кВ «Чулаковка» у 2025 році запланована переоснащення існуючих комплектів захистів ліній 10кВ на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2025 рік: $80,0 * 7 = 560$ тис.грн.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/10кВ Строительная.

ПС-35/6кВ «Строительная» (інв.№ 000509) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1967р., підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ: 1Т потужністю 7,5 МВА, 2Т – 6,3 МВА.

На ПС-35/6кВ «Строительная» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-6кВ, Диф.захисту, з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т змонтовані в шафах зовнішньої установки, мають термін експлуатації 51 рік, і вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих комплектів захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих комплектах захистів трансформаторів 1Т, 2Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів трансформаторів 1Т, 2Т не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформаторів 1Т, 2Т в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, у 2023 році на ПС-35/6кВ «Строительная» заплановано переоснащення існуючих комплектів захистів трансформаторів 1Т, 2Т на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2023 рік для ПС-35/6кВ «Строительная»:

$280,0 * 2 = 560,0$ тис.грн.

Термін окупності: 6,7 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т ПС-35/10кВ Ж.Порт.

ПС-35/10кВ «Ж.Порт» (інв.№021403) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1971р., підключена до мережі 35кВ трьома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ: 1Т, 2Т потужністю по 10,0 МВА кожний. На ПС-35/10кВ «Ж.Порт» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-6кВ, Диф.захисту, з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів силового трансформатора 1Т, змонтовано в шіф зовнішньої установки, має термін експлуатації 47 років, і вичерпав свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застарів і має значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів комплекта захистів не спроможне забезпечити відновлення первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в комплекті захистів трансформатора 1Т, відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючий комплект захистів трансформатора 1Т, ПС-35/10кВ «Ж.Порт» не відповідає вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них

відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформатора 1Т в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Ж.Порт» заплановано переоснащення існуючого комплекту захистів трансформатора 1Т на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Ж.Порт»: 2025 рік $280,0 * 1 = 280,0$ тис.грн.

Термін окупності: 6,7 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-35кВ ПС-35/10кВ Горностаевка.

ПС-35/10кВ «Горностаевка» (інв.№009704) АТ «Херсонобленерго» - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1962р. підключена до мережі 35кВ трьома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т потужністю 4,0 МВА, 2Т потужністю 2,5 МВА.

На ПС-35/10кВ «Горностаевка» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів СМВ-35кВ , ВМ-35кВ Ольгино, ВМ-35 Лепетиха які складаються з односупінчатого МСЗ-35кВ з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів СМВ-35кВ , ВМ-35кВ Ольгино, ВМ-35 Лепетиха змонтовані в шафах зовнішньої установки, мають термін експлуатації 57 років, і вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих комплектів захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих комплектах захистів СМВ-35кВ , ВМ-35кВ Ольгино, ВМ-35 Лепетиха відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів СМВ-35кВ , ВМ-35кВ Ольгино, ВМ-35 Лепетиха ПС-35/10кВ «Горностаевка» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів мережі 35кВ в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Горностаевка» заплановано переоснащення існуючих комплектів захистів СМВ-35кВ , ВМ-35кВ Ольгино, ВМ-35 Лепетиха на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-15М . Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Горностаевка» на 2025 рік:

$280,0 * 3 = 840,0$ тис.грн.

Термін окупності: 6,7 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА МВ-35 "Красное" ПС-35/10кВ Н.Николаевская.

ПС-35/10кВ «Н.Николаевская» (інв.№006081) АТ «Херсонобленерго» - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1970р. підключена до мережі 35кВ чотирма лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 2,50 МВА кожний. На ПС-35/10кВ «Н.Николаевская» для МВ-35 "Красное" експлуатується комплект електромеханічних захистів з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів МВ-35 "Красное" змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 48 років, вичерпав свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застарів і має значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цього комплекту захистів не спроможне забезпечити відновлення його первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цьому комплекті захистів лінії 35кВ відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/відключення вимикачів,

реєстрація аварійних подій, можливість обміну поточною та аварійною інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючий комплект захистів МВ-35 "Красное" на ПС-35/10кВ «Н.Николаевская» не відповідає вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в ньому відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів мережі 35кВ в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Н.Николаевская» заплановано переоснащення існуючого комплексу захистів МВ-35 "Красное" на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту РС83-АВ2 (або аналог).

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Н.Николаевская» у 2025 році: 280,0 тис.грн.

Термін окупності: 6,7 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-35 ПС-35/10кВ «Заря».

ПС-35/10кВ «Заря» (інв.№002535) АТ «Херсонобленерго» - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1958р. підключена до мережі 35кВ трьома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 5,6МВА кожний.

На ПС-35/10кВ «Заря» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів МВ-35 Бериславская, які складаються з односупінчатого МСЗ-35кВ з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів МВ-35 Бериславская змонтований в шафі зовнішньої установки, має термін експлуатації 61 рік, і вичерпав свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застарів і має значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цього комплексу захистів не спроможне забезпечити відновлення його первісного технічного стану.

Крім того, внаслідок морального старіння, в цьому комплекті захистів МВ-35 Бериславская відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючий комплект захистів МВ-35 Бериславская ПС-35/10кВ «Заря» не відповідає вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в ньому відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів мережі 35кВ в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Заря» заплановано переоснащення існуючого комплексу захистів МВ-35 Бериславская на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту РС83-АВ2 (або аналог).

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Заря» у 2025 році: $280,0 * 1 = 280,0$ тис.грн.

Термін окупності: 6,7 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т ПС-35/10кВ «Заря».

ПС-35/10кВ «Заря» (інв.№002535) АТ «Херсонобленерго» - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1958р. підключена до мережі 35кВ трьома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 5,6МВА кожний.

На ПС-35/10кВ «Заря» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силового трансформатора 1Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, (Диф.захист відсутній), з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів силового трансформатора 2Т змонтований в шафі зовнішньої установки, має термін експлуатації 60 років, і вичерпав свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застарів і має значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цього комплексу захистів не спроможне забезпечити відновлення його первісного технічного стану.

Крім того, внаслідок морального старіння, в цьому комплекті захистів трансформатора 1Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/відключення вимикачів,

можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючий комплект захистів трансформатора 1Т ПС-35/10кВ «Заря» не відповідає вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в ньому відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформатора 1Т в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Заря» заплановано переоснащення існуючого комплексу захистів трансформатора 1Т на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Заря» у 2022 році: 360,0 тис.грн.

Термін окупності: 6,7 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 2Т ПС-35/10кВ «Заря».

ПС-35/10кВ «Заря» (інв.№002535) АТ «Херсонобленерго» - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1958р. підключена до мережі 35кВ трьома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 5,6МВА кожний.

На ПС-35/10кВ «Заря» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силового трансформатора 2Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, (Диф.захист відсутній), з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів силового трансформатора 2Т змонтований в шафі зовнішньої установки, має термін експлуатації 60 років, і вичерпав свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застарів і має значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цього комплексу захистів не спроможне забезпечити відновлення його первісного технічного стану.

Крім того, внаслідок морального старіння, в цьому комплекті захистів трансформатора 2Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючий комплект захистів трансформатора 2Т ПС-35/10кВ «Заря» не відповідає вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в ньому відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформатора 2Т в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Заря» заплановано переоснащення існуючого комплексу захистів трансформатора 2Т на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Заря» у 2026 році: 360,0 тис.грн.

Термін окупності: 6,7 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-35ПС-35/10кВ В.Лепетихская.

ПС-35/10кВ «В.Лепетихская» (інв.№007675) АТ «Херсонобленерго» - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1972р. підключена до мережі 35кВ чотирма лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 6,3 МВА кожний.

На ПС-35/10кВ «В.Лепетихская» для МВ-35 експлуатується комплекси електромеханічних захистів з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів МВ-35 змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 48 років, вичерпав свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застарів і має значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цього комплексу захистів не спроможне забезпечити відновлення його первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цьому комплекті захистів лінії 35кВ відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, реєстрація аварійних подій, можливість обміну поточною та аварійною інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та

телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів МВ-35 на ПС-35/10кВ «В.Лепетихская» не відповідає вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в ньому відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів мережі 35кВ в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, у 2023 - 2024 роках на ПС-35/10кВ «В.Лепетихская» заплановано переоснащення існуючих комплектів захистів МВ-35 на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2023 рік: 560,0 тис.грн.;
на 2024 рік: 280,0 тис.грн.

Усього у 2022 – 2023 роках 840 тис.грн.

Термін окупності: 6,7 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 3Т ПС-35/10кВ Чапльинская.

ПС-35/10кВ «Чапльинская» (інв.№013977) АТ «Херсонобленерго» - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1961р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т потужністю 5,6МВА, 3Т потужністю 6,3МВА.

На ПС-35/10кВ «Чапльинская» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силових трансформаторів 1Т, 3Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, Диф.захист, з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т змонтовані в шафах зовнішньої установки, мають термін експлуатації 57 років, і вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих комплектів захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих комплектах захистів трансформаторів 1Т, 2Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів трансформаторів 1Т, 3Т ПС-35/10кВ «Чапльинская» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформаторів 1Т, 3Т в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Чапльинская» заплановано переоснащення існуючих комплектів захистів трансформаторів 1Т, 3Т на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Чапльинская» у 2023 році: 300,0 тис.грн.

Термін окупності: 6,7 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ-35кВ ПС-35/10кВ Чапльинская.

ПС-35/10кВ «Чапльинская» (інв.№013977) АТ «Херсонобленерго» - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1961р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т потужністю 5,6МВА, 3Т потужністю 6,3МВА.

На ПС-35/10кВ «Чапльинская» експлуатується комплект електромеханічних релейних захистів силових СМВ-35кВ який складається одноступінчатого МСЗ-35кВ з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів СМВ-35кВ змонтовано в шафі зовнішньої установки, має термін експлуатації 58 років, і вичерпав свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застарів і має значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цього комплекту захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цьому комплекті захистів СМВ-

35кВ відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючий комплект захистів СМВ-35кВ ПС-35/10кВ «Чапльинская» не відповідає вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в ньому відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів мережі 35кВ в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Чапльинская» заплановано переоснащення існуючого комплекту захистів СМВ-35кВ на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Чапльинская» у 2025 році: $280,0 * 1 = 280,0$ тис.грн.

Термін окупності: 6,7 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ-35кВ та ПЛ-35кВ ПС-35/10кВ Каланчакская.

ПС-35/10кВ «Каланчакская» (інв.№010093) АТ «Херсонобленерго» - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1978р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т,2Т потужністю по 6,3 МВА.

На ПС-35/10кВ «Каланчакская» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів СМВ-35кВ , ПЛ-35кВ Мирная, ПЛ-35кВ Приволье які складаються з одноступінчатого МСЗ-35кВ з використанням електро-механічних реле. Комплекти захистів СМВ-35кВ , ПЛ-35кВ Мирная, ПЛ-35кВ Приволье змонтовані в шафах зовнішньої установки, мають термін експлуатації 41 рік, і вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих комплектів захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих комплектах захистів СМВ-35кВ , ПЛ-35кВ Мирная, ПЛ-35кВ Приволье відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів СМВ-35кВ , ПЛ-35кВ Мирная, ПЛ-35кВ Приволье ПС-35/10кВ «Каланчакская» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів мережі 35кВ в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Каланчакская» заплановано переоснащення існуючих комплектів захистів СМВ-35кВ , ПЛ-35кВ Мирная, ПЛ-35кВ Приволье на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Каланчакская» у 2025 році: $280,0 * 3 = 840,0$ тис.грн.

Термін окупності: 6,7 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/10кВ Каланчакская.

ПС-35/10кВ «Каланчакская» (інв.№010093) АТ «Херсонобленерго» - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1978р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т,2Т потужністю по 6,3 МВА.

На ПС-35/6кВ «Каланчакская» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силових трансформаторів 1Т, з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т змонтовані в шафах зовнішньої установки, мають термін експлуатації 51 рік, і вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих комплектів захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного

технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих комплектах захистів трансформаторів 1Т, 2Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів трансформаторів 1Т, 2Т не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформаторів 1Т, 2Т в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, у 2023 році на ПС-35/6кВ «Каланчакская» заплановано переоснащення існуючих комплектів захистів трансформаторів 1Т, 2Т на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2026 рік для ПС-35/6кВ «Каланчакская»: 720,0 тис.грн.

Термін окупності: 6,7 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ВМС-35кВ ПС-35/10кВ «В.Рогачикская».

ПС-35/10кВ «В.Рогачикская» (інв.№008181) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1983р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 4,0 МВА кожний. На ПС-35/10кВ «В.Рогачикская» для ВМС-35кВ експлуатується комплект електромеханічних захистів ВМС-35кВ з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів ВМС-35кВ змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 35 років, вичерпав свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застарів і має значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цього комплексу захистів не спроможне забезпечити відновлення його первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цьому комплекті захистів лінії 35кВ відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, реєстрація аварійних подій, можливість обміну поточною та аварійною інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючий комплект захистів ВМС-35кВ на ПС-35/10кВ «В.Рогачикская» не відповідає вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в ньому відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів мережі 35кВ в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «В.Рогачикская» заплановано переоснащення існуючого комплексу захистів ВМС-35кВ на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «В.Рогачикская» у 2023 році: 300,0 тис.грн.

Термін окупності: 6,7 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/10кВ В.Рогачикская.

ПС-35/10кВ «В.Рогачикская» (інв.№008181) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1983р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 4,0 МВА кожний.

На ПС-35/10кВ «В.Рогачикская» експлуатуються комплекти електро-механічних релейних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, Диф.захистів, з використанням електромеханічних реле.

Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т змонтовані в шафах зовнішньої установки, мають термін експлуатації 35 років, і вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. Виконання

періодичних поточних та капітальних ремонтів цих комплектів захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих комплектах захистів трансформаторів 1Т, 2Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/10кВ «В.Рогачикская» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформаторів 1Т, 2Т в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «В.Рогачикская» заплановано переоснащення існуючих комплектів захистів трансформаторів 1Т, 2Т на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «В.Рогачикская» у 2023 році: $280,0 * 2 = 560,0$ тис.грн.

Термін окупності: 6,7 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т, 2Т ПС-35/6кВ «Комсомольская».

ПС-35/6кВ «Комсомольская» (інв.№000489) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1957р. підключена до мережі 35кВ чотирма лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/6 кВ 1Т, 2Т потужністю 16МВА кожний.

На ПС-35/6кВ «Комсомольская» експлуатуються панелі електромеханічних релейних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-6кВ, Диф.захистів, з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т змонтовані на панелях в ЗПУ, мають термін експлуатації 61 рік, і вже більше ніж вдвічі вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих комплектів захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих комплектах захистів трансформаторів 1Т, 2Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/6кВ «Комсомольская» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформаторів 1Т, 2Т в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/6кВ «Комсомольская» заплановано переоснащення існуючих панелей захистів трансформаторів 1Т, 2Т на панелі з мікропроцесорними пристроями релейного захисту типу РС83-ДТ2, РС83-А2М, РС83-В4.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/6кВ «Комсомольская» у 2024 році: 4500 тис.грн.

Термін окупності: 6,2 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/6кВ «Кошевая».

ПС-35/6кВ «Кошевая» (інв.№000469/000551) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1975р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/6 кВ 1Т, 2Т потужністю 5,6 МВА кожний.

На ПС-35/6кВ «Кошевая» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-6кВ, Диф.захистів, з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т змонтовані в шафах зовнішньої установки, мають термін експлуатації 43 роки, і вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих комплектів захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих комплектах захистів трансформаторів 1Т, 2Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/6кВ «Кошевая» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформаторів 1Т, 2Т в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/6кВ «Кошевая» заплановано переоснащення існуючих комплектів захистів трансформаторів 1Т, 2Т на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/6кВ «Кошевая» у 2023 році: $280,0 * 2 = 560,0$ тис.грн.

Термін окупності: 4,9 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т, 2Т ПС-35/10кВ «МИС».

ПС-35/10кВ «МИС» (інв.№000563) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1981р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 4,0 МВА кожний.

На ПС-35/10кВ «МИС» експлуатуються панелі електромеханічних релейних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-6кВ, Диф.захистів, з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т змонтовані на панелях в ЗПУ, мають термін експлуатації 37 років, і вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих комплектів захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих комплектах захистів трансформаторів 1Т, 2Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/10кВ «МИС» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформаторів 1Т, 2Т в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «МИС» заплановано переоснащення існуючих панелей захистів трансформаторів 1Т, 2Т на панелі з мікропроцесорними пристроями релейного захисту типу РС83-ДТ2, РС83-А2М, РС83-В4.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «МИС» у 2024 році: 1800 тис.грн.

Термін окупності: 6,2 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/6кВ «Заводская».

ПС-35/6кВ «Заводская» (інв.№000486) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1962р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 16,0 МВА кожний.

На ПС-35/6кВ «Заводская» експлуатуються панелі електромеханічних релейних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-6кВ, Диф.захистів, з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т змонтовані на панелях в ЗПУ, мають термін експлуатації 56 років, і вже двічі вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих комплектів захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих комплектах захистів трансформаторів 1Т, 2Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/6кВ «Заводская» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформаторів 1Т, 2Т в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/6кВ «Заводская» заплановано переоснащення існуючих панелей захистів трансформаторів 1Т, 2Т на панелі з мікропроцесорними пристроями релейного захисту типу РС83-ДТ2, РС83-А2М, РС83-В4.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/6кВ «Заводская» у 2023 році:

$350,0 * 2 = 700,0$ тис.грн.

Термін окупності: 6,2 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/10кВ «ТОК».

ПС-35/10кВ «ТОК» (інв.№000530) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1982р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 4,0 МВА кожний.

На ПС-35/10кВ «ТОК» експлуатуються панелі електромеханічних релейних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, Диф.захистів, з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т змонтовані на панелях в ЗПУ, мають термін експлуатації 36 років, і вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих комплектів захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих комплектах захистів трансформаторів 1Т, 2Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/10кВ «ТОК» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформаторів 1Т, 2Т в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «ТОК» заплановано переоснащення існуючих панелей захистів трансформаторів 1Т, 2Т на панелі з мікропроцесорними пристроями релейного захисту типу РС83-ДТ2, РС83-А2М, РС83-В4.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «ТОК» у 2024 році:

$350,0 * 2 = 700,0$ тис.грн.

Термін окупності: 6,2 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/10кВ «Ивановская».

ПС-35/10кВ «Ивановская» (інв.№011809) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1966р. підключена до мережі 35кВ трьома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т потужністю 2,5 МВА, 2Т потужністю 4,0 МВА.

На ПС-35/10кВ «Ивановская» експлуатуються панелі електромеханічних релейних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, Диф.захистів, з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т змонтовані на панелях в ЗПУ, мають термін експлуатації 52 років, і вже двічі вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих комплектів захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих комплектах захистів трансформаторів 1Т, 2Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/10кВ «Ивановская» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформаторів 1Т, 2Т в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Ивановская» заплановано переоснащення існуючих панелей захистів трансформаторів 1Т, 2Т на панелі з мікропроцесорними пристроями релейного захисту типу РС83-ДТ2, РС83-А2М, РС83-В4.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Ивановская» у 2023-2024 роках:

$350,0 * 2 = 700,0$ тис.грн.

Термін окупності: 6,2 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т, 2Т ПС-35/10кВ «Н.Воронцовская».

ПС-35/10кВ «Н.Воронцовская» (інв.№005419) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1967р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 4,0 МВА кожний.

На ПС-35/10кВ «Н.Воронцовская» експлуатуються панелі електромеханічних релейних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, Диф.захистів, з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т змонтовані на панелях в ЗПУ, мають термін експлуатації 51 рік, і вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих комплектів захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих комплектах захистів трансформаторів 1Т, 2Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/10кВ «Н.Воронцовская» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформаторів 1Т, 2Т в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Н.Воронцовская» заплановано переоснащення існуючих панелей захистів трансформаторів 1Т, 2Т на панелі з мікропроцесорними пристроями релейного захисту типу РС83-ДТ2, РС83-А2М, РС83-В4.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Н.Воронцовская» у 2024 році:

$300 * 2 = 600,0$ тис.грн.

Термін окупності: 7,1 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т, 2Т ПС-35/10кВ «К.Лагерская».

ПС-35/10кВ «К.Лагерская» (інв.№006779) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1983р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 2,5 МВА кожний.

На ПС-35/10кВ «К.Лагерская» експлуатуються панелі електромеханічних релейних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, Диф.захистів, з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т змонтовані на панелях в ЗПУ, мають термін експлуатації 35 років, і вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих комплектів захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих комплектах захистів трансформаторів 1Т, 2Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/10кВ «К.Лагерская» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформаторів 1Т, 2Т в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «К.Лагерская» заплановано переоснащення існуючих панелей захистів трансформаторів 1Т, 2Т на панелі з мікропроцесорними пристроями релейного захисту типу РС83-ДТ2, РС83-А2М, РС83-В4.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «К.Лагерская» у 2024 році:

$300,0 * 2 = 600,0$ тис.грн.

Термін окупності: 7,1 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/10кВ «Казацкая».

ПС-35/10кВ «Казацкая» (інв.№002523) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1979р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 2,5 МВА кожний.

На ПС-35/10кВ «Казацкая» На ПС-35/6кВ «Кошевая» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-6кВ, (Диф.захисти відсутні), з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т змонтовані в шафах зовнішньої установки, мають термін експлуатації 39 років, і вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих комплектів захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих комплектах захистів трансформаторів 1Т, 2Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/10кВ

«Казацкая» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформаторів 1Т, 2Т в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Казацкая» запланована переоснащення існуючих комплектів захистів трансформаторів 1Т, 2Т на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Казацкая» у 2024 році: 600,0 тис.грн.

Термін окупності: 6,7 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ-35кВ ПС-35/10кВ «Генгорка».

ПС-35/10кВ «Генгорка» (інв.№009082) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1966р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 4,0 МВА.

На ПС-35/10кВ «Генгорка» для СВ-35кВ експлуатується комплект електромеханічних захистів СМВ-35кВ з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів СМВ-35кВ змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 53 роки, вичерпав свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застарів і має значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цього комплексу захистів не спроможне забезпечити відновлення його первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цьому комплекті захистів лінії 35кВ відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, реєстрація аварійних подій, можливість обміну поточною та аварійною інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючий комплект захистів СМВ-35кВ на ПС-35/10кВ «Генгорка» не відповідає вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в ньому відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів мережі 35кВ в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Генгорка» заплановано переоснащення існуючого комплексу захистів СМВ-35кВ на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Генгорка» у 2025 році: 280*1=280,0 тис.грн.

Термін окупності: 6,7 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПС-35/10кВ «Генгорка».

ПС-35/10кВ «Генгорка» (інв.№009082) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1966р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 4,0 МВА.

На ПС-35/10кВ «Генгорка» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-6кВ (диф.захисти відсутні), з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т змонтовані в шафах зовнішньої установки, мають термін експлуатації 53 роки, і вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих комплектів захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих комплектах захистів трансформаторів 1Т, 2Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/10кВ «Генгорка» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та

дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформаторів 1Т, 2Т в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Генгорка» заплановано переоснащення існуючих комплектів захистів трансформаторів 1Т, 2Т на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Генгорка» у 2025 році: $280,0 * 2 = 560,0$ тис.грн.

Термін окупності: 6,7 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т ПС 35/6 кВ "Текстильна".

Підстанція введена в експлуатацію в 1964 році. ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-2 «Два блока лінія-трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ «ТЭЦ-Комсомольская-1» та ПЛ-35кВ «ТЭЦ-Комсомольская-2».

На ПС-35/10кВ «Текстильна» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силового трансформатора 1Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, (Диф.захист відсутній), з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів силового трансформатора 1Т змонтований в шафі зовнішньої установки, має термін експлуатації 57 років, і вичерпав свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застарів і має значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цього комплексу захистів не спроможне забезпечити відновлення його первісного технічного стану.

Крім того, внаслідок морального старіння, в цьому комплекті захистів трансформатора 1Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючий комплект захистів трансформатора 1Т ПС-35/10кВ «Текстильна» не відповідає вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в ньому відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформатора 1Т в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Текстильна» заплановано переоснащення існуючого комплексу захистів трансформатора 1Т на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Текстильна» у 2026 році: 360,0 тис.грн.

Термін окупності: 6,7 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/10кВ Лесная.

Підстанція введена в експлуатацію в 1973 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блока лінія-трансформатор з автоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ «Ингулецкая» та ПЛ-35кВ «Антоновка».

РУ-10 кВ виконано за типовою схемою 10-1 "Одна одинарна секціонована вимикачем система шин".

На ПС-35/10кВ «Лесная» експлуатуються комплекти електро-механічних релейних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, Диф.захистів, з використанням електромеханічних реле.

Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т змонтовані в шафах зовнішньої установки, мають термін експлуатації 48 років, і вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих комплектів захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих комплектах захистів трансформаторів 1Т, 2Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів

включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/10кВ «Лесная» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформаторів 1Т, 2Т в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Лесная» заплановано переоснащення існуючих комплектів захистів трансформаторів 1Т, 2Т на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Лесная» у 2026 році: 720,0 тис.грн.

Термін окупності: 6,7 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/10кВ Костогризово.

Підстанція введена в експлуатацію в 1976 році. ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Одна секціонована вимикачем система шин» та ввімкнена відпайкою в транзит 35 кВ «Б.Копани — М.Копани». До 1СШ-35кВ під'єднана генеруюча лінія 35кВ фотоелектричної станції СЕС «Костогризово».

На ПС-35/6кВ «Костогризово» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-6кВ, Диф.захисту, з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т змонтовані в шафах зовнішньої установки, мають термін експлуатації 46 років, і вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих комплектів захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих комплектах захистів трансформаторів 1Т, 2Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів трансформаторів 1Т, 2Т не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформаторів 1Т, 2Т в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, у 2026 році на ПС-35/6кВ «Костогризово» заплановано переоснащення існуючих комплектів захистів трансформаторів 1Т, 2Т на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2026 рік для ПС-35/6кВ «Костогризово»:

$280,0 * 2 = 560,0$ тис.грн.

Термін окупності: 6,7 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т ПС 35/10кВ «Солнечная».

Підстанція введена в експлуатацію в 1982 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Один блок лінія-трансформатор з вимикачем» та живиться від ПЛ-35кВ Восточная.

На ПС-35/10кВ «Солнечная» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силового трансформатора 1Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, (Диф.захист відсутній), з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів силового трансформатора 1Т змонтований в шафі зовнішньої установки, має термін експлуатації 39 років, і вичерпав свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застарів і має значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цього комплекту захистів не спроможне забезпечити відновлення його первісного технічного стану.

Крім того, внаслідок морального старіння, в цьому комплекті захистів трансформатора 1Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючий комплект захистів трансформатора 1Т ПС-35/10кВ «Солнечная» не відповідає вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в ньому відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформатора 1Т в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Солнечная» заплановано переоснащення існуючого комплексу захистів трансформатора 1Т на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Солнечная» у 2026 році: 360,0 тис.грн.

Термін окупності: 6,7 років.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/10кВ ПС 35/6кВ «Дзержинская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1964 році. ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-2 «Два блоки лінія трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній» та живиться від ПЛ-35кВ «Промышленная-1» та ПЛ-35кВ «Промышленная-2».

На ПС-35/10кВ «Дзержинская» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-6кВ (диф.захисти відсутні), з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т змонтовані в шафах зовнішньої установки, мають термін експлуатації 53 роки, і вичерпали свій нормативний термін експлуатації 25 років, морально застаріли і мають значний фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів цих комплектів захистів не спроможне забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих комплектах захистів трансформаторів 1Т, 2Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі комплекти захистів трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/10кВ «Дзержинская» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформаторів 1Т, 2Т в цілому.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Дзержинская» заплановано переоснащення існуючих комплектів захистів трансформаторів 1Т, 2Т на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Дзержинская» у 2026 році: $280,0 * 2 = 560,0$ тис.грн.

Термін окупності: 6,7 років.

22.4 МОДЕРНІЗАЦІЯ ЗАСОБІВ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ, ТЕЛЕМЕХАНІКИ ТА ЗВ'ЯЗКУ.

Комплекс заходів з впровадження телемеханіки на ПС-35кВ та РП-10(6)кВ для створення системи автоматичної реєстрації відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів 10 кВ.

Враховуючи перехід Товариства на стимулююче тарифоутворення (Постанова НКРЕ №1029 від 26.07.2013р зі змінами згідно постановов №2020 від 24.11.2016 та №1609 від 26.08.2020) та необхідністю створення системи реєстрації відключень в електричних мережах протягом першого регуляторного періоду (3 роки), у Товаристві, починаючи з 2021 року разом з заходами з комплексної телемеханізації підстанцій, розпочато перший етап телемеханізації підстанцій зі створення системи автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10 кВ.

Обладнання «СКАТ ТМ РПЕ», що встановлюється у рамках першого етапу, забезпечує реєстрацію та миттєве отримання інформації про факт та термін відключення в електричних мережах 35 та 10 кВ, про струмове навантаження вводів трансформаторів та напругу на секції шин, а також видачу попереджувальної сигналізації замикання на землю у мережі 35 та 10(6) кВ силових трансформаторів підстанцій. У якості основного каналу передачі даних використовуються відомчий радіоканал передавання даних, що будується за допомогою радіомодемів передавання даних, резервний – на базі відомчого захищеного каналу передавання даних за технологією GPRS.

У період з 2014 по 2018 рік до першого етапу створення системи реєстрації перерв ввійшли: 14 підстанцій 35 кВ, що забезпечують енергопостачання м. Херсон (2014-2015 роки) та 14 підстанцій 35 кВ що живлять місця та районні центри Херсонської області.

У рамках створення такої системи з 2014 - 2015 роки проведено роботи зі встановлення 14 комплектів обладнання реєстрації перерв на базі контролеру «СКАТ ТМ РПЕ» ТОВ «ОАСУ Енерго» на підстанціях 35 кВ ХМЕМ, на загальну суму – **963,72** тис грн без ПДВ.

У 2016 році телемеханізовано одну ПС-150 кВ на суму – **681,66** тис грн без ПДВ та встановлено ще 14 комплексів системи реєстрації перерв на підстанціях 35 кВ на суму – **2682,0** тис грн без ПДВ та 3 комунікаційних модуля радіомережі передавання даних з реєстраторів перерв на суму – **739,8** тис грн без ПДВ.

У 2017 році телемеханізовано одну ПС-150 кВ на суму – **588,7** тис грн без ПДВ та розпочато перший етап телемеханізації підстанції 150, 35 кВ та встановлено, 4 комплексу реєстрації перерв на підстанціях 150 кВ на суму – **3490,17** тис грн без ПДВ та 15 комплексів системи реєстрації перерв на суму – **9305,59** тис грн без ПДВ. Крім цього у рамках приєднання джерел

альтернативної енергетики проведено реконструкцію телемеханіки однієї підстанції 150 кВ та 3 ПС-35 кВ.

У 2018 році телемеханізовано ПС-150 кВ “Н.Троицкая” на суму – **951,95** тис грн без ПДВ. Крім цього у рамках приєднання джерел альтернативної енергетики проведено реконструкцію телемеханіку однієї підстанції 150 кВ та 3 ПС-35 кВ.

У 2019 році у рамках приєднання джерел альтернативної енергетики проведено реконструкцію телемеханіки 2 ПС 150 кВ та 4 ПС-35 кВ, та в рамках ІІІ-2019 року проведено реконструкцію телемеханіки 2 ПС 150 кВ та створення 2 комплексів реєстрації перерв на підстанціях 150 кВ “Дудчино” та “Промбаза” на суму – **3971,20** тис грн без ПДВ та 1 комплексу на підстанції 35 кВ “А.Нова” на суму – **982,58** тис грн без ПДВ.

У 2020 році у рамках приєднання джерел альтернативної енергетики проведено реконструкцію телемеханіки однієї підстанції 150 кВ, крім цього у рамках ІІІ-2020 року проведено встановлено системи телемеханіки однієї підстанції 150 кВ та створення 2 комплексів реєстрації перерв на підстанціях 150 кВ “Н.Тимофеевка” та “Никольская” на суму – **3686** тис грн без ПДВ.

У рамках ІІІ-2021 року планується дооснащення системи телемеханіки на однієї підстанції 150 кВ “Н.Алексеевка” та створення 6 комплексів реєстрації перерв на підстанціях 35 кВ “Н.Збурьевская”, “Долматовская”, “Ж.Порт”, “Бехтерская”, “Коминтерн” та “Сов. Азербайджан” на суму – **8020** тис грн без ПДВ.

Згідно проведеного аналізу оснащеності засобами телемеханіки на підстанціях АТ «Херсонобленерго» сформована кількість підстанцій 154, 35 кВ, РП-10(6)кВ та їх вводів, з яких потрібно забезпечити надходження інформації про положення вимикача до системи автоматичної реєстрація перерв в електропостачанні споживачів та контролю за якісними характеристиками напруги:

Обсяги телемеханізації ПС-150, 35кВ АТ «Херсонобленерго» на кінець 2020року

№ п/п	Клас ПС, кВ	Всього ПС	Тип телемеханіки	Кількість ПС		Кількість фідерів 10 кВ	
				шт.	%	всього	1599
						шт.	%
1	ПС-150кВ	19	повна ТМ	11	58%	722	45%
			система реєстрації відключень (СРВ)	8	42%		
			всього телемеханізовано	19	100%		
2	ПС-35кВ	199	повна ТМ	19	10%		
			система реєстрації відключень (СРВ)	47	24%		

			всього телемеханізовано	66	33%		
3	РП-10кВ	35	всього телемеханізовано	0	0%	0	

Зважаючи на незначний стан з телемеханізації підстанції 35 кВ та РП 10(6)кВ та враховуючи переходу Товариства на стимулююче тарифоутворення у 2020 році у рамках створення системи автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35, 10 кВ АТ «Херсонобленерго» було розроблено [“План заходів із забезпечення підвищення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг \(шляхом створення систем реєстрації відключень в електричних мережах 6 — 150кВ\)”](#) та [“Концепція телемеханізації ПС-150кВ, 35кВ та РП-10\(6\)кВ АТ “Херсонобленерго”](#) які передбачають проведення значних заходів з телемеханізації підстанцій 35кВ та РП-10(6)кВ у період з 2021 по 2023 роки та обсяг фінансування – **153725** тис грн без ПДВ.

Зважаючи на значну кількість не телемеханізованих підстанції 35 кВ та РП 10(6) кВ (потребують обладнання засобами телемеханіки 133 ПС-35 кВ та 35 РП-10 кВ) та на виконання вимог Кодексу системи розподілу, затвердженого Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №310 (п.6.1,п.6.3-6.5), починаючи з 2021 року передбачено продовжити проведення їх телемеханізації у два етапи.

На першому етапі створити на цих підстанціях систему автоматичної реєстрація відключень обладнання та перерв в електропостачанні, що забезпечить реєстрацію та миттєве отримання інформації про факт та термін відключення обладнання (п.6.4 Кодексу), інформацію про якісні характеристики: струмове навантаження та напругу на секції шин введів трансформаторів (п.6.3 Кодексу), зчитування інформації з електронних лічильників (п.6.5 Кодексу) з фіксацією попереджувальної сигналізації замикання на землю у мережі 6/10 кВ, силового трансформатору та забезпечення охорони периметру підстанцій. Для цього створюється відомча мережа передавання даних (п.8.5 та п.12 Кодексу) на базі радіомодемів, з облаштуванням базових станцій прийому інформації та подальшої її передачі за допомогою магістрального обладнання радіорелейного зв'язку в ОІК відповідного структурного підрозділу розподільчих мереж Херсонобленерго. Оперативне надходження цієї інформації до диспетчерських служб, забезпечить можливість направлення у щонайскоріший термін оперативної бригади, що дозволить локалізувати аварійне відключення та створить можливість оперативного надання інформації про відключення абонентам через операторів Кол-центру, тим самим забезпечить зниження соціальної напруги в суспільстві та збільшить суспільний ефект від впровадження цієї системи.

Другий етап телемеханізації підстанції 150-35 кВ проводиться при реконструкції або заміні силового обладнання підстанції (заміна масляних вимикачів на вакуумі, виконання робіт з підключення нових споживачів,

комплексна реконструкція підстанції). При цьому до наявних засобів телемеханіки підключається додаткове обладнання: вимірювальні перетворювачі, що встановлені в комірках, прокладаються додаткові контрольні кабелі для забезпечення телеуправління та телесигналізації.

Таким чином контрольований пункт (КП) телемеханіки, що встановлюється на першому етапі повинен забезпечити можливість функціонального нарощування (телевимірювання та телеуправління) та розширення кількості телесигналів.

Так у 2021 році у рамках Інвестиційної програми буде побудовано систем ТМ на 16 ПС-35кВ, на 11 ПС-35кВ і 1 ПС-150кВ проведено модернізацію існуючих систем ТМ (забезпечення функції ТВ та ТК в окремих комірках 10кВ при заміні в них силового обладнання) на загальну суму **28400** тис. грн. без ПДВ. При цьому обсяги телемеханізації ПС-150, 35кВ АТ «Херсонобленерго» на кінець 2021року складуть:

№ п/п	Клас ПС, кВ	Всього ПС	Тип телемеханіки	Кількість ПС		Кількість фідерів 10 кВ	
				шт.	%	всього	1599
						шт.	%
1	ПС-150кВ	19	повна ТМ	12	63%	780	49%
			система реєстрації відключень (СРВ)	7	37%		
			всього телемеханізовано	19	100%		
2	ПС-35кВ	199	повна ТМ	25	13%		
			система реєстрації відключень (СРВ)	57	29%		
			всього телемеханізовано	82	41%		
3	РП-10кВ	35	всього телемеханізовано	0	0%	0	

В період з 2022-2023 рр. залишиться побудувати систем реєстрації відключень (СРВ) на 119 ПС-35кВ та на 35 РП-10кВ на загальну суму **119440** тис. грн. без ПДВ.

У 2022 році передбачено побудувати систем ТМ на 70 ПС-35кВ В та на 10 ПС-35кВ провести модернізацію існуючих систем ТМ (забезпечення функції ТВ та ТК в окремих комірках 10кВ при заміні в них силового обладнання) на загальну суму **62005** тис. грн. без ПДВ.

У рамках 1 розділу ІІІ-2022 планується дооснащення системи телемеханіки на 10 підстанції 35 кВ: ПС-35кВ «Скадовская», ПС-35кВ «В.Александровка», ПС-35кВ «Порт», ПС-35кВ «Высоковская», ПС-35кВ «Григорьевка», ПС-35кВ «Каланчацкая», ПС-35кВ «Ключевая», ПС-35кВ

«Мирная», ПС-35кВ «Приволье», ПС-35кВ «МИС» на загальну суму – **2375** тис грн без ПДВ. Створення 3 системи телемеханіки на підстанціях 35 кВ: ПС-35кВ «Новорайская», ПС-35кВ «Константиновка», ПС-35кВ «Чаплынка» та телемеханізація окремої комірки на ПС-35кВ «Богдановка» зі встановленням КП телемеханіки (буде повністю дооснащена у 2023) на загальну суму – **3510** тис грн без ПДВ.

У рамках 3 розділу ІІІ-2022 та першого етапу впровадження телемеханіки для створення системи автоматичної реєстрація відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів передбачено обладнати такою системою 66 підстанції 35 кВ, що живлять 8 районів Херсонської області на загальну суму – **56120** тис грн без ПДВ.

Телемеханізація 66 підстанцій 35 кВ (Голопристанське ВДЗРМ, Скадовське ВДЗРМ, Новотроїцьке ВДЗРМ, Генічеське ВДЗРМ, Чаплинське ВДЗРМ, Іванівське ВДЗРМ, Великолепетихське ВДЗРМ та Високопільське ВДЗРМ) зі створення системи автоматичної реєстрації відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів.

Згідно кодексу системи розподілу (КСР) (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2) відноситься до критеріїв заходів з розвитку системи розподілу – 3 та 8, а саме зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії, розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

В 2022 році у рамках першого етапу впровадження телемеханіки для створення системи автоматичної реєстрація відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів передбачено обладнати такою системою 66 підстанцій 35 кВ (Табл.2), що живлять Голопристанський, Скадовський, Новотроїцький, Генічеський, Чаплинський, Іванівський, Великолепетихський та Високопільський райони Херсонської області, а саме встановити комплекс реєстрації перерв та необхідне комунікаційне обладнання, що забезпечить передавання даних від комплексів реєстрації перерв ПС-35 кВ.

В якості обладнання телемеханіки використовується КП телемеханіки типу «СКАТ ТМ РПЕ» (або аналог) з підключенням до нього додаткового обладнання телевимірювання та телесигналізації ввідними, секційними та лінійними вимикачами 10 кВ, та забезпечує передавання даних до ОІК у протоколі IEC 60780-5-104.

Для передачі з цих об'єктів телеметричної інформації, між ПС-35 кВ створюється власна мережа передавання даних на базі абонентських радіо модемів типу RipEX, з облаштуванням також базових станцій на ПС-150кВ, ПС-35кВ прийому інформації та подальшої її передачі за допомогою магістрального обладнання радіорелейного зв'язку в ОІК відповідного ВДЗРМ.

Для розміщення антенного обладнання радіомодемів абонентських, базових станцій та РРЛС будуються антено-мачтові споруди заввишки 10 або 22 м. (в залежності профілю проходження радіоканалу). Для захисту встановленого обладнання ТМ та зв'язку встановлюється відповідне обладнання охоронної сигналізації.

Таблиця-2

№	Найменування ПС-35 кВ	Характеристика ПС-35кВ					Об'єм (1-ї черги/ загальний) телемеханіки			
		Кількість, шт.					Кількість, шт.			
		Л - 3 5	Си л. Тр- р	ТН -35	ТН -10 (6)	Л- 10 / Л- 6	ТС стан у вими качів	Загаль на кількіс ть ТС та авар.си г	Кіль кіст ь ТВ	Загальна кількість ТС, ТВ
1	ПС 35/10кВ Геройская	1	1		1	4	6	14	7	21
2	ПС 35/10кВ Памятное	2	1	2	1	3	5	13	6	19
3	ПС 35/10 Большевик	1	1		1	3	5	13	6	19
4	ПС 35/10кВ М.Копани	2	1	1	1	2	4	10	4	14
5	ПС 35/10кВ Кардаши- нская	2	1		1	3	5	11	5	16
6	ПС 35/10кВ Б.Остров	1	1		1	3	5	12	6	18
7	ПС-35 кВ "Приморская"	2	2		2	6	12	20	5	25
8	ПС-35 кВ "Береговая"	3	2		2	4	11	19	5	24
9	ПС-35 кВ "Грушевка"	2	2		2	5	11	19	5	24
10	ПС-35 кВ "Широкая"	1	1		1	4	7	11	2	13
11	ПС-35 кВ "Таврия"	2	2		2	5	11	19	5	24
12	ПС-35 кВ "Птаховка"	1	1		1	5	8	12	2	14
13	ПС-35 кВ "Н.Николаевка"	4	2		2	5	13	21	5	26
14	ПС-35 кВ "Михайловка"	2	1		1	3	7	11	2	13
15	ПС-35 кВ "Красное"	3	2		2	6	13	21	5	26
16	ПС-35 кВ "Морская"	2	2		2	6	12	20	5	25
17	ПС-35 кВ "Н.Российская"	3	2		2	6	13	21	5	26
18	ПС-35 кВ "Молодежная"	2	2		2	7	13	21	5	26
19	ПС-35 кВ "Подовое"	5	2		2	7	16	24	5	29
20	ПС-35 кВ "Чкалово"	1	1	1	2	6	9	13	2	15
21	ПС-35 кВ "Отрадовка"	2	1		1	5	9	13	2	15
22	ПС-35 кВ "Федоровка"	2	2		2	6	12	20	5	25
23	ПС-35 кВ "Н.Михайловка"	3	1		2	6	11	15	2	17
24	ПС-35 кВ "Генгорка"	2	2		2	8	14	22	5	27
25	ПС-35 кВ "Озеряне"				1	4	4	4	1	5
26	ПС-35 кВ "Партизаны"	2	1		1	5	9	13	5	18
27	ПС-35 кВ "Петровка"	2	1		1	7	11	15	2	17
28	ПС-35 кВ "Приазовская"	2	2		2	8	14	22	5	27
29	ПС-35 кВ "Чонгар"	2	2		1	5	11	19	5	24
30	ПС-35 кВ "Фрунзе"	2	1		1	3	7	11	2	13
31	ПС-35 кВ "Трофимовка"	2	1		1	2	6	10	2	12
32	ПС-35 кВ "Дружбовка"	2	1		1	4	8	12	2	14
33	ПС-35 кВ "Первопокровка"	4	2		2	7	15	23	5	28

34	ПС-35 кВ "КХП"	3	2		2	3	10	18	5	23
35	ПС-35 кВ "Ключевая"	2	2		2	3	9	17	5	22
36	ПС-35 кВ "Кр.Чабан"	2	1		1	3	7	11	2	13
37	ПС-35 кВ "Мирная"	2	2	1	2	9	15	23	5	28
38	ПС-35 кВ "Балтазаровка"	1	1		1	9	12	16	2	18
39	ПС-35 кВ "Григорьевка"	3	2	1	2	6	13	21	5	26
40	ПС-35 кВ "К.Владимировка"	1	2		2	8	13	21	5	26
41	ПС-35 кВ "Маркеево"	1	1		1	4	7	11	2	13
42	ПС-35 кВ "Строгановка"	2	1		1	5	9	13	2	15
43	ПС-35 кВ "Шевченко"	2	1		1	3	7	11	2	13
44	ПС-35 кВ "Хлебодаровка"	1	1		1	2	5	9	2	11
45	ПС-35 кВ "ГНС РОС"	1	3		2	6	13	25	7	32
46	ПС-35 кВ "Первомаевка"	3	1		1	3	8	12	2	14
47	ПС-35 кВ "Самойловка"	1	1		1	4	7	11	2	13
48	ПС-35 кВ "Ушколка"	2	2		2	8	14	22	5	27
49	ПС-35 кВ "Громовка"	4	2		2	7	15	23	5	28
50	ПС-35 кВ "Васильевка"	2	1		1	5	9	13	2	15
51	ПС-35 кВ "Осокоровская"	3	1		1	4	9	13	2	15
52	ПС-35 кВ "Крещеновская"	2	1		1	4	8	12	2	14
53	ПС-35 кВ "Гавриловка"	1	1		1	3	7	11	2	13
54	ПС-35 кВ "Светличная"	1	1		1	2	5	9	2	11
55	ПС-35 кВ "Н.Вознесенская"	2	1		1	4	8	12	2	14
56	ПС-35 кВ "Пионер"	3	2		2	8	15	23	5	28
57	ПС-35 кВ "Н.Воскресеновская"	2	1		1	4	8	12	2	14
58	ПС-35 кВ "Беляевская"	2	2		2	6	12	20	5	25
59	ПС-35 кВ "Н.Воронцовская"	4	2		2	8	16	24	5	29
60	ПС-35 кВ "Сиваши"	3	2		2	10	17	25	5	30
61	ПС-35 кВ "Попелаки"	2	1		1	3	7	11	2	13
62	ПС-35 кВ "Н.Григорьевка"	3	2		2	7	14	22	5	27
63	ПС-35 кВ "Вербь"	2	2		2	7	13	21	5	26
64	ПС-35 кВ "З.Балка"	2	2		2	6	12	20	5	25
65	ПС-35 кВ "Архангельская"	2	2		1	5	11	19	5	24
66	ПС-35 кВ "Н.Дмитриевская"	2	1		2	6	10	14	2	16

Створення в рамках системи автоматичної реєстрації відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів 10 кВ відповідних каналів передавання телемеханічних даних в ОІК АТ “Херсонобленерго”.

У 2022 році продовжується етап створення системи автоматичної реєстрації аварійних відключень, а саме, перший етап телемеханізації обладнання на 66 підстанцій 35 кВ. При цьому телеметрична інформація з підстанцій передається до ОІК відповідного ВДЗРМ через корпоративну мережу передавання даних яка будується за допомогою РРЛ зв'язку типу ALCOMA AL-13F, крім цього до цього каналу зв'язку, підключається наявне радіо обладнання базової станції, яке за допомогою радіоканалу передавання даних на частоті 440-442 МГц, забезпечить прийом телеметричної інформації від ПС-35 кВ, що телемеханізуються системою реєстрації перерв електропостачання фідерів 10 кВ, з подальшою ретрансляцією даних через канал радіорелейного зв'язку до ОІК відповідного ВДЗРМ та далі до АТ “Херсонобленерго”.

Для забезпечення комплексної телемеханізації обладнання на 66 підстанцій 35 кВ, Товариством передбачено розгортання у 2022 році мережі відомчих каналів передавання даних, а саме будівництво радіорелейних ліній:

- ПС-35кВ «Новониколаевка» - диспетчерська Скадовського ВДЗРМ;
- ПС-35кВ «Чкалово» - ПС-150кВ «Новотроицкая»;
- ПС-35кВ «Первомаевская» - диспетчерська В.Лепетихського ВДЗРМ;
- ПС-35кВ «Первомаевская» - Нововоронцовська дільниця Високопільського ВДЗРМ;

з встановленням на підстанціях базових станцій передавання даних по каналам радіозв'язку.

Будівництво радіорелейної ліній не тільки дозволить забезпечити надійними каналами передавання телеметричних даних з підстанції, а також дозволить створити до них нові диспетчерські канали зв'язку та підключити ці підстанції до корпоративної мережі передавання даних АТ “Херсонобленерго”.

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку ПС-35кВ «Новониколаевка» - диспетчерська Скадовського ВДЗРМ довжиною 19,5 км з використанням антенно-щоглової споруди висотою 20 м у м. Скадовськ на території диспетчерської Скадовського ВДЗРМ та антенно-щоглової споруди висотою 20 м у с. Новониколаївка, яка будується на території ПС-35 кВ “Новониколаевка”.

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., м. Скадовськ, диспетчерська Скадовського ВДЗРМ	46° 7'21.42"Пн 32°55'19.23"С	19,5

2	Херсонська обл., с. Новониколаївка, ПС-35 кВ «Новониколаевка»	46°14'12.00"Пн 32°43'44.22"С	
---	--	---------------------------------	--

РРЛ ПС-35кВ «Новониколаевка» - диспетчерська Скадовського ВДЗРМ побудована на обладнанні ALCOMA AL13F з конфігурацією «1+0» в частотному діапазоні 13 ГГц. Кількість потоків E1 – 0, Ethernet – 1. Ліцензія 25 Мбіт.

№	Назва обладнання	Характеристики	Кількість
1	IDU - ODU ALCOMA AL13F		2
	Ширина частотного каналу	28 МГц	
	Частоти (TX/RX)	12821/13087 МГц	
	Максимальна потужність передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антенна 13ГГц (1.2м)		2
3	Маршрутизатор Cisco 921-P4		2
4	Система безперебійного живлення ЦРРЛ 220В/48В, JSD-300-545-DIN2		2
5	Резервне джерело живлення TS-200-248В, DC/AC інвертор		2
6	Шафа телекомунікаційна 19” 600х600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 921-P4 забезпечує маршрутизацію та безпеку вхідного Ethernet потоку між напрямками ПС-35кВ «Новониколаевка» - диспетчерська Скадовського ВДЗРМ.

Вартість робіт з побудови РРЛ ПС-35кВ «Новониколаевка» - диспетчерська Скадовського ВДЗРМ разом з будівництвом необхідної антенно-щоголової споруди становить **1090,0 тис грн** без ПДВ.

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку ПС-35кВ «Чкалово» - ПС-150кВ «Новотроицкая» довжиною 18,0 км з використанням антенно-щоголової споруди висотою 20 м у смт. Новотроїцьке на території ПС-150 кВ «Новотроицкая» та антенно-щоголової споруди висотою 20 м у с. Чкалово, яка будується на території ПС-35 кВ «Чкалово».

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., смт.Новотроїцьке, ПС-150кВ «Новотроицкая»	46°20'53.99"Пн 34°18'49.65"С	18,0
2	Херсонська обл., с. Чкалово, ПС-35 кВ «Чкалово»	46°28'44.38"Пн 34°10'26.02"С	

РРЛ ПС-35кВ «Чкалово» - ПС-150кВ «Новотроицкая» побудована на обладнанні ALCOMA AL13F з конфігурацією “1+0” в частотному діапазоні 13 ГГц. Кількість потоків E1 – 0, Ethernet – 1. Ліцензія 25 Мбіт.

№	Назва обладнання	Характеристики	Кількість
1	IDU - ODU ALCOMA AL13F		2
	Ширина частотного каналу	28 МГц	
	Частоти (TX/RX)	12821/13087 МГц	
	Максимальна потужність передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антенна 13ГГц (1.2м)		2
3	Маршрутизатор Cisco 921-P4		2
4	Система безперебійного живлення ЦРРЛ 220В/48В, JSD-300-545-DIN2		2
5	Резервне джерело живлення TS-200-248В, DC/AC інвертор		2
6	Шафа телекомунікаційна 19” 600х600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 921-P4 забезпечує маршрутизацію та безпеку вхідного Ethernet потоку між напрямками ПС-35кВ «Чкалово» - ПС-150кВ «Новотроицкая».

Вартість робіт з побудови РРЛ ПС-35кВ «Чкалово» - ПС-150кВ «Новотроицкая» разом з будівництвом необхідної антенно-щоглової споруди становить **1090,0 тис грн** без ПДВ.

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку ПС-35кВ «Первомаевская» - диспетчерська В.Лепетихського ВДЗРМ довжиною 22,8 км з використанням антенно-щоглової споруди висотою 20 м у смт. Велика Лепетиха на території диспетчерської В.Лепетихського ВДЗРМ та антенно-щоглової споруди висотою 20 м в околиці с. Первомаївка, яка будується на території ПС-35 кВ “Первомаевская”.

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., смт. Велика Лепетиха, диспетчерська В.Лепетихського ВДЗРМ	47° 9'20.07"Пн 33°55'55.87"С	22,8
2	Херсонська обл., с.Первомаївка, ПС-35 кВ “Первомаевская”	47°19'11.46"Пн 34° 6'48.51"С	

РРЛ ПС-35кВ «Первомаевская» - диспетчерська В.Лепетихського ВДЗРМ побудована на обладнанні ALCOMA AL13F з конфігурацією “1+0” в частотному діапазоні 13 ГГц. Кількість потоків E1 – 0, Ethernet – 1. Ліцензія 25 Мбіт.

№	Назва обладнання	Характеристики	Кількість
1	IDU - ODU ALCOMA AL13F		2
	Ширина частотного каналу	28 МГц	
	Частоти (TX/RX)	12821/13087 МГц	
	Максимальна потужність передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антенна 13ГГц (1.2м)		2
3	Маршрутизатор Cisco 921-P4		2
4	Система безперебійного живлення ЦРПЛ 220В/48В, JSD-300-545-DIN2		2
5	Резервне джерело живлення TS-200-248В, DC/AC інвертор		2
6	Шафа телекомунікаційна 19” 600х600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 921-P4 забезпечує маршрутизацію та безпеку вхідного Ethernet потоку між напрямками ПС-35кВ «Первомаевская» - диспетчерська В.Лепетихського ВДзРМ.

Вартість робіт з побудови РРЛ ПС-35кВ «Первомаевская» - диспетчерська В.Лепетихського ВДзРМ разом з будівництвом необхідної антенно-щоголової споруди становить **1090,0 тис грн** без ПДВ.

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку ПС-35кВ «Первомаевская» - Нововоронцовська дільниця Високопільського ВДзРМ довжиною 24,3 км з використанням антенно-щоголової споруди висотою 20 м у с. с. Первомаївка на території ПС-35 кВ “Первомаевская”. та антенно-щоголової споруди висотою 20 м у смт. Нововоронцовка, яка будується на території ПС-35 кВ “Нововоронцовская”.

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., смт. Нововоронцовка, ПС-35 кВ “Нововоронцовская”	47°29'12.22"Пн 33°54'12.33"С	24,3
2	Херсонська обл., с.Первомаївка, ПС-35 кВ “Первомаевская”	47°19'11.46"Пн 34° 6'48.51"С	

РРЛ ПС-35кВ «Первомаевская» - Нововоронцовська дільниця Високопільського ВДзРМ побудована на обладнанні ALCOMA AL13F з конфігурацією “1+0” в частотному діапазоні 13 ГГц. Кількість потоків E1 – 0, Ethernet – 1. Ліцензія 25 Мбіт.

№	Назва обладнання	Характеристики	Кількість
1	IDU - ODU ALCOMA AL13F		2
	Ширина частотного каналу	28 МГц	
	Частоти (TX/RX)	12821/13087 МГц	
	Максимальна потужність передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антенa 13ГГц (1.2м)		2
3	Маршрутизатор Cisco 921-P4		2
4	Система безперебійного живлення ЦРПЛ 220В/48В, JSD-300-545-DIN2		2
5	Резервне джерело живлення TS-200-248В, DC/AC інвертор		2
6	Шафа телекомунікаційна 19” 600х600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 921-P4 забезпечує маршрутизацію та безпеку вхідного Ethernet потоку між напрямками ПС-35кВ «Первомаевская» - Нововоронцовська дільниця Високопільського ВДЗРМ.

Вартість робіт з побудови РРЛ ПС-35кВ «Первомаевская» - Нововоронцовська дільниця Високопільського ВДЗРМ разом з будівництвом необхідної антенно-щоголової споруди становить **940,0 тис грн** без ПДВ.

Обладнання підстанцій 35 кВ засобами охоронної сигналізації.

На даний час у Компанії під автоматизованою системою засобів охоронної сигналізації на пульті централізованого спостереження перебуває 357 об'єкти, що обладнані проводовими засобами охоронної сигналізації ППК Грифон, із них ПС 150 кВ та 35 кВ — 106, ТП 10(6)кВ — 190, реклоузерів 10кВ – 53, інші об'єкти — 8. На значній частині об'єктів під охороною системи перебуває тільки розташоване на ОРУ-35 кВ високовольтне обладнання та силові трансформатори, при цьому обладнання, яке розташоване у комірках 10(6) кВ захищене від несанкційного доступу за допомогою навісних запорів та внутрішніх замків.

Зважаючи, що на усіх підстанціях передбачено встановлення засобів реєстрації відключень зі створенням відомчого каналу передавання даних виникла потреба в підборі для цієї системи необхідних технічних засобів охоронної сигналізації як для встановлення у комірках з обладнанням (інфрочорвоних або об'ємних датчиків руху) так і забезпечення охорони периметру підстанції фотоелектронними системами.

Зважаючи на проведення у рамках переходу на стимулююче регулювання в 2022-2026 роках виникла потреба в комплексному та поетапному проведенні на енергетичних об'єктах Компанії модернізації наявної системи охоронної сигналізації, а саме встановлення сучасного ППК "Грифон 022-10+RFID", що дозволяє передавати інформацію як за допомогою голосового каналу GSM, а також по каналу GPRS або Ethernet. Організацію охорони периметру підстанції та створення захисного периметру комірок 10 кВ здійснити за допомогою 4-х комплектів активних оптико-електронних

датчиках Optex AX-200PLUS та 2-х комплектів датчиків Optex AX-100PLUS, що мають зону покриття 60 та 30 м відповідно.

Вартість робіт з обладнання однієї підстанції 35 кВ засобами охоронної сигналізації становить **90,0 тис грн** без ПДВ, а у разі модернізації існуючої з дооснащення охорони периметру підстанції становить **70,0 тис грн** без ПДВ.

Таким чином загальна вартість робіт з телемеханізації 66 підстанцій 35кВ, щодо створення системи автоматичної реєстрації відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів приведена в таблиці.

**Перший етап впровадження телемеханіки у 2022 році на 66 ПС 35 кВ
(Скадовське ВДЗРМ, Новотроїцьке ВДЗРМ, Генічеське ВДЗРМ, Чаплинське ВДЗРМ,
Іванівське ВДЗРМ, Великопетихське ВДЗРМ та Високопільське ВДЗРМ)**

№	Реконструкція обладнання ПС 35 кВ для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10 кВ (66 ПС)	комплекс	Загальна кількість ТС, ТВ	Вартість заходу, тис. грн. без ПДВ				
				ТМ та радіо-канал	Охоронна сигналізація	Щоглова споруда	РРЛС	Ітого
1	ПС 35/10кВ Геройская	шт	21	580	90	190	0	860
2	ПС 35/10кВ Памятное	шт	19	580	90	20	0	690
3	ПС 35/10 Большевик	шт	19	580	90	40	0	710
4	ПС 35/10кВ М.Копани	шт	14	580	90	190	0	860
5	ПС 35/10кВ Кардашинская	шт	16	580	90	190	0	860
6	ПС 35/10кВ Б.Остров	шт	18	580	90	20	0	690
7	ПС-35 кВ "Приморская"	шт	25	590	90	40	0	720
8	ПС-35 кВ "Береговая"	шт	24	590	90	20	0	700
9	ПС-35 кВ "Грушевка"	шт	24	590	90	20	0	700
10	ПС-35 кВ "Широкая"	шт	13	590	90	20	0	700
11	ПС-35 кВ "Таврия"	шт	24	590	90	40	0	720
12	ПС-35 кВ "Птаховка"	шт	14	580	90	20	0	690
13	ПС-35 кВ "Н.Николаевка"	шт	26	690	90	190	900	1870
14	ПС-35 кВ "Михайловка"	шт	13	590	90	20	0	700
15	ПС-35 кВ "Красное"	шт	26	690	90	40	0	820
16	ПС-35 кВ "Морская"	шт	25	640	90	20	0	750
17	ПС-35 кВ "Н.Российская"	шт	26	580	90	40	0	710
18	ПС-35 кВ "Молодежная"	шт	26	640	90	20	0	750
19	ПС-35 кВ "Подовое"	шт	29	760	90	20	0	870
20	ПС-35 кВ "Чкалово"	шт	15	690	90	190	900	1870
21	ПС-35 кВ "Отрадовка"	шт	15	590	90	40	140	860
22	ПС-35 кВ "Федоровка"	шт	25	780	90	20	0	890
23	ПС-35 кВ "Н.Михайловка"	шт	17	630	90	20	0	740
24	ПС-35 кВ "Генгорка"	шт	27	640	90	20	0	750
25	ПС-35 кВ "Озеряне"	шт	5	590	0	190	0	780
26	ПС-35 кВ "Партизаны"	шт	18	640	90	20	0	750

27	ПС-35 кВ "Петровка"	шт	17	640	90	40	0	770
28	ПС-35 кВ "Приазовская"	шт	27	640	0	40	0	680
29	ПС-35 кВ "Чонгар"	шт	24	640	90	190	0	920
30	ПС-35 кВ "Фрунзе"	шт	13	590	90	40	0	720
31	ПС-35 кВ "Трофимовка"	шт	12	590	90	40	140	860
32	ПС-35 кВ "Дружбовка"	шт	14	590	0	40	0	630
33	ПС-35 кВ "Первопокровка"	шт	28	690	0	40	0	730
34	ПС-35 кВ "КХП"	шт	23	690	90	40	0	820
35	ПС-35 кВ "Ключевая"	шт	22	640	90	20	0	750
36	ПС-35 кВ "Кр.Чабан"	шт	13	630	90	190	0	910
37	ПС-35 кВ "Мирная"	шт	28	640	90	40	0	770
38	ПС-35 кВ "Балтазаровка"	шт	18	590	90	40	0	720
39	ПС-35 кВ "Григорьевка"	шт	26	690	70	190	0	950
40	ПС-35 кВ "К.Владимировка"	шт	26	630	90	40	0	760
41	ПС-35 кВ "Маркеево"	шт	13	590	90	40	0	720
42	ПС-35 кВ "Строгановка"	шт	15	640	70	40	0	750
43	ПС-35 кВ "Шевченко"	шт	13	630	90	20	0	740
44	ПС-35 кВ "Хлебодаровка"	шт	11	610	90	20	0	720
45	ПС-35 кВ "ГНС РОС"	шт	32	630	90	40	0	760
46	ПС-35 кВ "Первомаевка"	шт	14	690	0	190	900	1780
47	ПС-35 кВ "Самойловка"	шт	13	590	90	40	140	860
48	ПС-35 кВ "Ушколка"	шт	27	640	90	190	0	920
49	ПС-35 кВ "Громовка"	шт	28	720	70	190	140	1120
50	ПС-35 кВ "Васильевка"	шт	15	580	90	40	0	710
51	ПС-35 кВ "Осокоровская"	шт	15	690	0	190	140	1020
52	ПС-35 кВ "Крещеновская"	шт	14	630	90	40	0	760
53	ПС-35 кВ "Гавриловка"	шт	13	630	90	40	140	900
54	ПС-35 кВ "Светличная"	шт	11	590	90	40	0	720
55	ПС-35 кВ "Н.Вознесенская"	шт	14	590	90	40	140	860
56	ПС-35 кВ "Пионер"	шт	28	690	70	40	0	800
57	ПС-35 кВ "Н.Воскресеновская"	шт	14	640	90	40	140	910
58	ПС-35 кВ "Беляевская"	шт	25	630	90	40	0	760

59	ПС-35 кВ "Н.Воронцовская"	шт	29	690	0	190	750	1630
60	ПС-35 кВ "Сиваши"	шт	30	690	90	20	0	800
61	ПС-35 кВ "Попелаки"	шт	13	580	90	20	140	830
62	ПС-35 кВ "Н.Григорьевка"	шт	27	690	70	40	0	800
63	ПС-35 кВ "Вербы"	шт	26	640	90	40	0	770
64	ПС-35 кВ "З.Балка"	шт	25	640	90	40	0	770
65	ПС-35 кВ "Архангельская"	шт	24	610	90	40	0	740
66	ПС-35 кВ "Н.Дмитриевская"	шт	16	640	0	190	140	970
Всього по розділу III				41640	5120	4510	4850	56120

Отже після проведених заходів у 2022 році з впровадження телемеханіки ПС-35кВ для створення системи автоматичної реєстрація відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів стан телемеханіки буде наступний:

№ п/п	Клас ПС, кВ	Всього ПС	Тип телемеханіки	Кількість ПС		Кількість фідерів 10 кВ	
				шт.	%	всього	1599
						шт.	%
1	ПС-150кВ	19	повна ТМ	12	63%	1059	66%
			система реєстрації відключень (СРВ)	7	37%		
			всього телемеханізовано	19	100%		
2	ПС-35кВ	199	повна ТМ	28	14%		
			система реєстрації відключень (СРВ)	123	62%		
			всього телемеханізовано	151	76%		
3	РП-10кВ	35	всього телемеханізовано	0	0%	0	

Техніко-економічне обґрунтування, щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів на 66 підстанцій 35 кВ (Голопристанське ВДЗРМ, Скадовське ВДЗРМ, Новотроїцьке ВДЗРМ, Генічеське ВДЗРМ, Чаплинське ВДЗРМ, Іванівське ВДЗРМ, Великолепетихське ВДЗРМ та Високопільське ВДЗРМ).

У 2022 році пропонуються наступні роботи з реконструкція обладнання ПС 35 кВ для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ (66 ПС Голопристанського ВДЗРМ, Скадовського ВДЗРМ, Новотроїцького ВДЗРМ, Генічеського ВДЗРМ, Чаплинського ВДЗРМ, Іванівського ВДЗРМ, Великолепетихського ВДЗРМ та Високопільського ВДЗРМ) АТ «Херсонобленерго».

Загальні капіталовкладення згідно затвердженої інвестиційної програми становлять:

№	Найменування ПС-35кВ для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10кВ	Вартість заходу, тис. грн. без ПДВ	№	Найменування ПС-35кВ для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10кВ	Вартість заходу, тис. грн. без ПДВ
1	ПС 35/10кВ Геройская	860	34	ПС-35 кВ "КХП"	820
2	ПС 35/10кВ Памятное	690	35	ПС-35 кВ "Ключевая"	750
3	ПС 35/10 Большевик	710	36	ПС-35 кВ "Кр.Чабан"	910
4	ПС 35/10кВ М.Копани	860	37	ПС-35 кВ "Мирная"	770
5	ПС 35/10кВ Кардашинская	860	38	ПС-35 кВ "Балтазаровка"	720
6	ПС 35/10кВ Б.Остров	690	39	ПС-35 кВ "Григорьевка"	950
7	ПС-35 кВ "Приморская"	720	40	ПС-35 кВ "К.Владимировка"	760
8	ПС-35 кВ "Береговая"	700	41	ПС-35 кВ "Маркеево"	720
9	ПС-35 кВ "Грушевка"	700	42	ПС-35 кВ "Строгановка"	750
10	ПС-35 кВ "Широкая"	700	43	ПС-35 кВ "Шевченко"	740
11	ПС-35 кВ "Таврия"	720	44	ПС-35 кВ "Хлебодаровка"	720
12	ПС-35 кВ "Птаховка"	690	45	ПС-35 кВ "ГНС РОС"	760
13	ПС-35 кВ "Н.Николаевка"	1870	46	ПС-35 кВ "Первомаевка"	1780
14	ПС-35 кВ "Михайловка"	700	47	ПС-35 кВ "Самойловка"	860
15	ПС-35 кВ "Красное"	820	48	ПС-35 кВ "Ушколка"	920
16	ПС-35 кВ "Морская"	750	49	ПС-35 кВ "Громовка"	1120
17	ПС-35 кВ "Н.Российская"	710	50	ПС-35 кВ "Васильевка"	710
18	ПС-35 кВ "Молодежная"	750	51	ПС-35 кВ "Осокоровская"	1020
19	ПС-35 кВ "Подовое"	870	52	ПС-35 кВ "Крещеновская"	760
20	ПС-35 кВ "Чкалово"	1870	53	ПС-35 кВ "Гавриловка"	900
21	ПС-35 кВ "Отрадовка"	860	54	ПС-35 кВ "Светличная"	720
22	ПС-35 кВ "Федоровка"	890	55	ПС-35 кВ "Н.Вознесенская"	860
23	ПС-35 кВ "Н.Михайловка"	740	56	ПС-35 кВ "Пионер"	800
24	ПС-35 кВ "Генгорка"	750	57	ПС-35 кВ "Н.Воскресеновская"	910
25	ПС-35 кВ "Озеряне"	780	58	ПС-35 кВ "Беляевская"	760
26	ПС-35 кВ "Партизаны"	750	59	ПС-35 кВ "Н.Воронцовская"	1630

27	ПС-35 кВ "Петровка"	770	60	ПС-35 кВ "Сиваши"	800
28	ПС-35 кВ "Приазовская"	680	61	ПС-35 кВ "Попелаки"	830
29	ПС-35 кВ "Чонгар"	920	62	ПС-35 кВ "Н.Григорьевка"	800
30	ПС-35 кВ "Фрунзе"	720	63	ПС-35 кВ "Вербы"	770
31	ПС-35 кВ "Трофимовка"	860	64	ПС-35 кВ "З.Балка"	770
32	ПС-35 кВ "Дружбовка"	630	65	ПС-35 кВ "Архангельская"	740
33	ПС-35 кВ "Первопокровка"	730	66	ПС-35 кВ "Н.Дмитриевская"	970

Данні заходи відповідають 3 та 8 критеріям п.3.2.6. Кодексу Системи розподілу, а саме зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії, розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

Виконання робіт з реконструкція обладнання ПС 35 кВ для впровадження телемеханіки (I етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10 кВ (66 ПС Голопристанського ВДЗРМ, Скадовського ВДЗРМ, Новотроїцького ВДЗРМ, Генічеського ВДЗРМ, Чаплинського ВДЗРМ, Іванівського ВДЗРМ, Великолепетихського ВДЗРМ та Високопільського ВДЗРМ) АТ «Херсонобленерго» дозволить диспетчеру отримати інструмент, який буде допомагати в оцінці ситуаційного становища під час аварій, а також допоможе якщо не уникнути аварійних відключень, то як можливо швидше локалізувати аварію. Таким чином, скорочується час відсутності електричної енергії у споживачів, і поліпшується якість наданих послуг. Тобто покращуються показники надійності електропостачання SAIDI (індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні) та SAIFI (індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні).

За розрахунками та досвідом Компанії, після встановлення пристроїв телемеханіки на підстанціях час ліквідація одного відключення зменшується у середньому на три години. (без пристроїв телемеханіки ліквідація одного відключення, у середньому - 6 годин)

1 година відключення дорівнює 180 кВт (розподільчі мережі) та 500 кВт (мережі 35-110 кВ), таким чином:

$$180 * 3 = 540 \text{ кВт г}$$

$$500 * 3 = 1500 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 0,61 грн/кВт г.

Зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень

В лік. = 0,61 * 540 = 329,4 грн. по одному відключенню у розподільчих мережах.

В лік. = 0,61 * 1500 = 915 грн. по одному відключенню у мережах 35-150 кВ.

У середньому, у мережах на місяць трапляється орієнтовно 7 відключень у мережах 35-150 кВ та понад 165 відключень у мережах 0,4-10 кВ .

Таким чином, загальне зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень за рік у мережах 0,4-110 кВ становить

$$\text{Влік.} = 329,4 * 65 * 12 + 915 * 7 * 12 = 256\,932 + 76\,860 = 333\,792 \text{ грн (278\,160 грн без ПДВ).}$$

До додаткових отриманих переваг від дистанційного вимірювання та переключення можна віднести:

- економію палива для транспорту;

- економію часу.

У середньому за досвідом Компанії, економія палива для транспорту за рахунок впровадження засобів телемеханіки, що прискорює пошуки місць пошкодження у електричних мережах дорівнює у середньому за рік 53 539 грн. (44 616 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки
Езаг.= Е заг. = 333 792+53 539= 387 331грн або **322 775** грн (без ПДВ).

У разі встановлення на підстанції ще обладнання радіо-релейного зв'язку та передачі даних, яке забезпечить побудову магістральних каналів передачі даних та голосу між районними підрозділами Товариства.

То крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укретелекому та ін.). На даний час оренда одного потоку в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення РРС дозволяє організувати 4 нових потоків. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 4*5000,0*12=240 000 грн щорічно. (200 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації РРЛС :

Езаг. = 333 792+53 539 + 240 000 = 627 331 грн або **522 775** грн (без ПДВ).

За данною методикою розрахунку економічний ефект за кожним заходом окремо буде становити:

№	Найменування ПС-35кВ для впровадження телемеханіки (I етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10кВ	Вартість заходу (Кзаг), тис. грн. без ПДВ	Термін окупності (Ток.=Кзаг/Езаг), років
1	ПС 35/10кВ Геройская	860	2,66
2	ПС 35/10кВ Памятное	690	2,14
3	ПС 35/10 Большевик	710	2,20
4	ПС 35/10кВ М.Копани	860	2,66
5	ПС 35/10кВ Кардашинская	860	2,66
6	ПС 35/10кВ Б.Остров	690	2,14
7	ПС-35 кВ "Приморская"	720	2,23
8	ПС-35 кВ "Береговая"	700	2,17
9	ПС-35 кВ "Грушевка"	700	2,17
10	ПС-35 кВ "Широкая"	700	2,17
11	ПС-35 кВ "Таврия"	720	2,23
12	ПС-35 кВ "Птаховка"	690	2,14
13	ПС-35 кВ "Н.Николаевка"	1870	3,58
14	ПС-35 кВ "Михайловка"	700	2,17
15	ПС-35 кВ "Красное"	820	2,54
16	ПС-35 кВ "Морская"	750	2,32
17	ПС-35 кВ "Н.Российская"	710	2,20
18	ПС-35 кВ "Молодежная"	750	2,32
19	ПС-35 кВ "Подовое"	870	2,70

20	ПС-35 кВ "Чкалово"	1870	3,58
21	ПС-35 кВ "Отрадовка"	860	2,66
22	ПС-35 кВ "Федоровка"	890	2,76
23	ПС-35 кВ "Н.Михайловка"	740	2,29
24	ПС-35 кВ "Генгорка"	750	2,32
25	ПС-35 кВ "Озеряне"	780	2,42
26	ПС-35 кВ "Партизаны"	750	2,32
27	ПС-35 кВ "Петровка"	770	2,39
28	ПС-35 кВ "Приазовская"	680	2,11
29	ПС-35 кВ "Чонгар"	920	2,85
30	ПС-35 кВ "Фрунзе"	720	2,23
31	ПС-35 кВ "Трофимовка"	860	2,66
32	ПС-35 кВ "Дружбовка"	630	1,95
33	ПС-35 кВ "Первопокровка"	730	2,26
34	ПС-35 кВ "КХП"	820	2,54
35	ПС-35 кВ "Ключевая"	750	2,32
36	ПС-35 кВ "Кр.Чабан"	910	2,82
37	ПС-35 кВ "Мирная"	770	2,39
38	ПС-35 кВ "Балтазаровка"	720	2,23
39	ПС-35 кВ "Григорьевка"	950	2,94
40	ПС-35 кВ "К.Владимировка"	760	2,35
41	ПС-35 кВ "Маркеево"	720	2,23
42	ПС-35 кВ "Строгановка"	750	2,32
43	ПС-35 кВ "Шевченко"	740	2,29
44	ПС-35 кВ "Хлебодаровка"	720	2,23
45	ПС-35 кВ "ГНС РОС"	760	2,35
46	ПС-35 кВ "Первомаевка"	1780	3,40
47	ПС-35 кВ "Самойловка"	860	2,66
48	ПС-35 кВ "Ушколка"	920	2,85
49	ПС-35 кВ "Громовка"	1120	3,47
50	ПС-35 кВ "Васильевка"	710	2,20
51	ПС-35 кВ "Осокоровская"	1020	3,16
52	ПС-35 кВ "Крещеновская"	760	2,35
53	ПС-35 кВ "Гавриловка"	900	2,79
54	ПС-35 кВ "Светличная"	720	2,23
55	ПС-35 кВ "Н.Вознесенская"	860	2,66
56	ПС-35 кВ "Пионер"	800	2,48
57	ПС-35 кВ "Н.Воскресеновская"	910	2,82
58	ПС-35 кВ "Беляевская"	760	2,35
59	ПС-35 кВ "Н.Воронцовская"	1630	3,12
60	ПС-35 кВ "Сиваши"	800	2,48
61	ПС-35 кВ "Попелаки"	830	2,57
62	ПС-35 кВ "Н.Григорьевка"	800	2,48
63	ПС-35 кВ "Вербь"	770	2,39
64	ПС-35 кВ "З.Балка"	770	2,39
65	ПС-35 кВ "Архангельская"	740	2,29
66	ПС-35 кВ "Н.Дмитриевская"	970	3,01

Телемеханізація 54 підстанцій 35 кВ та 35 РП-10(6)кВ (Олешківське ВДЗРМ, Каховське ВДЗРМ, Новокаховське ВДЗРМ, Високопільське ВДЗРМ, Генічеське ВДЗРМ та Херсонське ВДЗРМ) зі створення системи автоматичної реєстрації відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів.

Згідно кодексу системи розподілу (КСР) (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2) відноситься до критеріїв заходів з розвитку системи розподілу – 3 та 8, а саме зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії, розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

У 2023 році у рамках першого етапу впровадження телемеханіки для створення системи автоматичної реєстрація відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів передбачено обладнати такою системою наступні 54 підстанцію 35 кВ та РП-10(6)кВ (Табл.3), що живлять споживачів Олешківського, Каховського, Високопільського, Генічеського районів Херсонської області та м. Херсону, а саме встановити комплекс реєстрації перерв та необхідне комунікаційне обладнання, що забезпечить передавання даних від комплексів реєстрації перерв ПС-35кВ.

В якості обладнання телемеханіки використовується КП телемеханіки типу «СКАТ ТМ РПЕ» (або аналог) з підключенням до нього додаткового обладнання телевимірювання та телесигналізації ввідними, секційними та лінійними вимикачами 10 кВ, та забезпечує передавання даних до ОІК у протоколі IEC 60780-5-104.

Для передачі з цих об'єктів телеметричної інформації, між ПС-35кВ створюється власна мережа передавання даних на базі абонентських радіо модемів типу RipEX, з облаштуванням також базових станцій на ПС-150кВ, ПС-35кВ прийому інформації та подальшої її передачі за допомогою магістрального обладнання радіорелейного зв'язку в ОІК відповідного ВДЗРМ.

Для розміщення антенного обладнання радіомодемів абонентських, базових станцій та РРЛС будуються антено-мачтові споруди заввишки 10 або 22 м. (в залежності профілю проходження радіоканалу). Для захисту встановленого обладнання ТМ та зв'язку встановлюється відповідне обладнання охоронної сигналізації.

Таблиця-3

Перший етап впровадження телемеханіки у 2023 році на 54 ПС-35кВ та 35 РП-10(6) кВ (Олешківського ВДЗРМ, Каховського ВДЗРМ, Новокаховського ВДЗРМ, Високопільського ВДЗРМ, Генічеського ВДЗРМ та Херсонського ВДЗРМ)

№	Найменування ПС-35 кВ	Характеристика ПС-35кВ					Об'єм (1-ї черги/ загальний) телемеханіки			
		Кількість, шт.					Кількість, шт.			
		Л-35	Сил. Тр-р	ТН -35	ТН -10 (6)	Л-10/Л-6	ТС стану вими качів	Загальна кількість ТС та авар.сиг	Кількість ТВ	Загальна кількість ТС, ТВ
1	ПС 35/10кВ «Тарасовка»	2	2	1	2	4	10	20	6	50
2	ПС 35/10кВ «Подокалиновка»	2	2		2	6	11	20	8	51
3	ПС 35/10кВ «Ст. Маячка»	2	2		2	6	11	20	8	51
4	ПС 35/10 "Б.Копани"	3	2		2	7	14	14	9	46
5	ПС 35/10 "Брилёвка"	2	2		2	6	14	30	8	62
6	ПС 35/10 "Н.Маячка"	2	2	1	2	9	13	30	11	64
7	ПС 35/10 "К.Лагеря"	2	2	1	2	8	13	30	10	63
8	ПС 35/10кВ Таврійська	2	2	1	2	3	9	9	5	34
9	ПС 35/10кВ Тягинська	2	1	1	1	3	8	20	4	46
10	ПС 35/10кВ Змеєвська	2	2	2	2	4	10	20	6	50
11	ПС 35/10кВ Качкаровська	2	1	1	1	5	10	20	6	48
12	ПС 35/10кВ "Львівська"	2	3		2	3	13	30	6	30
13	ПС 35/10кВ "Раковська"	2	1		1	3	6	16	4	30
14	ПС 35/10кВ "Казацька"	2	2		2	6	12	28	8	45
15	ПС 35/10кВ "Кировська"	1	2		2	3	8	24	5	39
16	ПС 35/10кВ "Косты-рська"	2	1	1	1	4	8	20	5	33
17	ПС 35/10кВ "Сухо-новська"	2	3		1	2	7	16	6	30
18	ПС 35/10кВ "Н.Каи-рська"	3	1	1	1	3	7	16	4	33
19	ПС 35/10кВ "Кр.Маяк"	1	1		1	3	7	16	4	32
20	ПС 35/10кВ "Заречна"	2	2		1	3	8	20	5	36
21	ПС-35 кВ "Богдановка"	2	1		2	8	12	16	2	18
22	ПС-35 кВ "Заозерне"	1	1		1	3	6	10	2	12
23	ПС-35 кВ "НС 5 МК"	2	3		1	6	14	26	7	33
24	ПС-35 кВ "Каменка"	2	2		1	5	11	19	5	24
25	ПС-35 кВ "Чернянка"	3	2		2	8	15	23	5	28
26	ПС-35 кВ "Коробки"	2	2		2	5	11	19	5	24
27	ПС-35 кВ "Кр.Перекоп"	2	2		1	6	12	20	5	25
28	ПС-35 кВ "Кр.Херсонщини"	2	2		2	7	13	21	5	26
29	ПС-35 кВ "НС 6 Р-1-1"	2	3		1	4	12	24	7	31
30	ПС-35 кВ "НС 3 МК"	2	2		1	3	9	17	5	22

31	ПС-35 кВ "Черноморовка"	2	1		1	8	12	16	2	18
32	ПС-35 кВ "Р.Люксембург"	2	1		1	11	15	19	2	21
33	ПС-35 кВ "Ретранслятор"	2	1		1	5	9	13	2	15
34	ПС-35 кВ "Тавричанка"	2	2		2	9	15	23	5	28
35	ПС-35 кВ "Б.Благовещенка"	3	2		2	7	14	22	5	27
36	ПС-35 кВ "Каиры"	2	1		2	6	10	14	2	16
37	ПС-35 кВ "Ольгино"	2	1		2	8	12	16	2	18
38	ПС-35 кВ "ГОС"									
39	ПС-35 кВ "Пограничная"	1	1		1	2	5	9	2	11
40	ПС-35 кВ "Червонофлотская"	2	1		1	4	8	12	2	14
41	ПС-35 кВ "Янтарная"	2	1		1	4	8	12	2	14
42	ПС-35 кВ "Высокопольская"	4	2		2	7	15	23	5	28
43	ПС-35 кВ "Кочубеевская"	1	1		2	9	12	16	2	18
44	ПС-35 кВ "Б.Криница"	2	2		2	8	14	22	5	27
45	ПС-35 кВ "Борозенская"	2	2		2	4	10	18	5	23
46	ПС-35 кВ "Вишневая"	2	1		1	2	6	10	2	12
47	ПС-35 кВ "Д.Бродская"	1	1			4	7	11	2	13
48	ПС-35 кВ "Калининская"	2	2	1	2	7	13	21	5	26
49	ПС-35 кВ "Колос"	2	1			4	8	12	2	14
50	ПС-35 кВ "Н.Кубанская"	2	2		1	4	10	18	5	23
51	ПС-35 кВ "НС-319"	2	2				6	14	5	19
52	ПС-35 кВ "Батумская"	1	1		1	3	4	9	4	13
53	ПС-35 кВ "Садово"	1	1	1	1	3	4	10	4	14
54	ПС-35 кВ "Солнечная"	1	1		1	1	2	8	2	10
55	РП-10 кВ "Сенявина"		2		2	9	13	21	3	24
56	РП-10 кВ "Шмидта"		2		2	10	14	22	3	25
57	РП-10 кВ "Индустриальный"		2		2	8	12	20	3	23
58	РП-10 кВ "Блюхера"		2		1	8	12	20	3	23
59	РП-10 кВ "Дорофеева"		1		2	10	12	16	1	17
60	РП-10 кВ "Шенгелия"		2		2	7	11	19	3	22
61	РП-10 кВ "ТОК"		2		1	6	10	18	3	21
62	РП-10 кВ "Николаевский"					15	15	15	0	15
63	РП-10 кВ "Мост"		2			5	9	17	3	20
64	РП-10 кВ "РП-32"		2			13	17	25	3	28
65	РП-10 кВ "КНС-5"					9	9	9	0	9
66	РП-10 кВ "Мебельный"		1		1	5	7	11	1	12
67	РП-10 кВ "РП-ЭКО"		2		2	6	10	18	3	21
68	РП-10 кВ "Лечебный"		2		2	10	14	22	3	25
69	РП-10 кВ "Шуменский"		1		1	9	11	15	1	16
70	РП-10 кВ "Причальный"		1		1	10	12	16	1	17
71	РП-10 кВ "РП Микон"		2		2	6	10	18	3	21
72	РП-10 кВ "Западный"		2		1	6	10	18	3	21

73	РП-10 кВ "Подпольный"		1		1	12	14	18	1	19
74	РП-10 кВ "Черноморский"		1		1	7	9	13	1	14
75	РП-10 кВ "Газетный"		2			4	8	16	3	19
76	РП-10 кВ "Рабочий"									
77	РП-1 (Генічеськ)		1			6	8	12	5	17
78	РП-3 (Генічеськ)		2			4	8	16	6	22
79	РП-4 (Генічеськ)						0	0	7	7
80	РП-5 (Генічеськ)				1	6	6	6	8	14
81	РП-1 (Н.Каховка)		1			7	9	13	10	23
82	РП-2 (Н.Каховка)		2			6	10	18	11	29
83	РП-3 (Н.Каховка)		2		2	3	7	15	12	27
84	РП-5 (Н.Каховка)		2			4	8	16	13	29
85	РП-6 (Н.Каховка)		1		2	11	13	17	14	31
86	РП-7 (Н.Каховка)				1	4	4	4	15	19
87	РП-8 (Н.Каховка)				2	4	4	4	16	20
88	РП-Винзавод (Н.Каховка)				2	9	9	9	17	26
89	РП-837 (Олешкі)		2		2	11	15	23	19	42

Створення у рамках системи автоматичної реєстрація відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів 10 кВ відповідних каналів передавання телемеханічних даних в ОІК АТ “Херсонобленерго”.

У 2023 році в рамках етапу створення системи автоматичної реєстрація аварійних відключень на 54 підстанцій 35 кВ продовжується розгортання власної корпоративної мережі передачі даних за допомогою РРЛ зв'язку типу ALCOMA AL-13F. Завдяки такого розгортання телеметрична інформація з підстанцій передається до ОІК відповідного ВДЗРМ через корпоративну мережу передавання даних. Крім цього до цього цифрового каналу зв'язку, підключається наявне радіо обладнання базової станцій, яке за допомогою радіоканалу передавання даних на частоті 440-442 МГц, забезпечить прийом телеметричної інформації від ПС-35 кВ, що телемеханізуються системою реєстрації перерв електропостачання фідерів 10 кВ, з подальшою ретрансляцією даних через канал радіорелейного зв'язку до ОІК відповідного ВДЗРМ та далі до АТ “Херсонобленерго”.

Для забезпечення комплексної телемеханізації обладнання на 54 підстанцій 35 кВ, Товариством передбачено розгортання у 2023 році мережі відомчих каналів передавання даних, а саме будівництво радіорелейних ліній:

- ПС-35кВ «Н.Маячка» - Новокаховське ВДЗРМ;
- ПС-35кВ «Качкаровка» - ПС-150кВ «Трифоновская»;
- ПС-35кВ «Кочубеевская» - В.Олександрівська дільниця Високопільського ВДЗРМ;
- ПС-150кВ «Трифоновская» - Високопільських ВДЗРМ;

встановленням на підстанціях базових станцій передавання даних по каналам радіозв'язку.

Будівництво радіорелейної ліній не тільки дозволить забезпечити надійними каналами передавання телеметричних даних з підстанції, а також дозволить створити до них нові диспетчерські канали зв'язку та підключити ці підстанції до корпоративної мережі передавання даних АТ “Херсонобленерго”.

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку ПС-35кВ «Н.Маячка» - Новокаховське ВДЗРМ довжиною 19,3 км з використанням антенно-щоголової споруди висотою 40м у м. Нова Каховка на території Новокаховського ВДЗРМ та антенно-щоголової споруди висотою 20м у смт. Нова Маячка, яка будується на території ПС-35 кВ “Н.Маячка”.

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., м. Нова Каховка, Новокаховське ВДЗРМ	46°45'27.66"Пн 33°22'49.66"С	19,3

2	Херсонська обл., смт. Нова Маячка, ПС-35 кВ «Н.Маячка»	46°36'21.08"Пн 33°15'27.95"С	
---	---	---------------------------------	--

РРЛ ПС-35кВ «Н.Маячка» - Новокаховське ВДЗРМ побудована на обладнанні ALCOMA AL13F з конфігурацією "1+0" в частотному діапазоні 13 ГГц. Кількість потоків E1 – 0, Ethernet – 1. Ліцензія 25 Мбіт.

№	Назва обладнання	Характеристики	Кількість
1	IDU - ODU ALCOMA AL13F		2
	Ширина частотного каналу	28 МГц	
	Частоти (TX/RX)	12821/13087 МГц	
	Максимальна потужність передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антенна 13ГГц (1.2м)		2
3	Маршрутизатор Cisco 921-P4		2
4	Система безперебійного живлення ЦРРЛ 220В/48В, JSD-300-545-DIN2		2
5	Резервне джерело живлення TS-200-248В, DC/AC інвертор		2
6	Шафа телекомунікаційна 19” 600х600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 921-P4 забезпечує маршрутизацію та безпеку вхідного Ethernet потоку між напрямками ПС-35кВ «Н.Маячка» - Новокаховське ВДЗРМ.

Вартість робіт з побудови РРЛ ПС-35кВ «Н.Маячка» - Новокаховське ВДЗРМ разом з будівництвом необхідної антенно-щоголової споруди становить **940,0 тис грн** без ПДВ.

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку ПС-35кВ «Качкаровка» - ПС-150кВ «Трифоновская» довжиною 23,6 км з використанням антенно-щоголової споруди висотою 40м у с. Трифонівка на території ПС-150кВ «Трифоновская» та антенно-щоголової споруди висотою 12м у с. Качкарівка на території ПС-35кВ «Качкаровка».

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., с. Трифонівка, ПС-150кВ «Трифоновская»	47°14'54.84"Пн 33°30'49.91"С	23,6
2	Херсонська обл., с. Качкарівка, ПС-35кВ «Качкаровка».	47°5'54.51"Пн 33°44'4.79"С	

РРЛ ПС-35кВ «Качкаровка» - ПС-150кВ «Трифоновская» побудована на обладнанні ALCOMA AL13F з конфігурацією "1+0" в частотному діапазоні 13 ГГц. Кількість потоків E1 – 0, Ethernet – 1. Ліцензія 25 Мбіт.

№	Назва обладнання	Характеристики	Кількість
1	IDU - ODU ALCOMA AL13F		2
	Ширина частотного каналу	28 МГц	
	Частоти (TX/RX)	12821/13087 МГц	
	Максимальна потужність передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антенна 13ГГц (1.2м)		2
3	Маршрутизатор Cisco 921-P4		2
4	Система безперебійного живлення ЦРРЛ 220В/48В, JSD-300-545-DIN2		2
5	Резервне джерело живлення TS-200-248В, DC/AC інвертор		2
6	Шафа телекомунікаційна 19” 600х600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 921-P4 забезпечує маршрутизацію та безпеку вхідного Ethernet потоку між напрямками ПС-35кВ «Качкаровка» - ПС-150кВ «Трифоновская».

Вартість робіт з побудови РРЛ ПС-35кВ «Качкаровка» - ПС-150кВ «Трифоновская» разом з будівництвом необхідної антенно-щоглової споруди становить **900,0 тис грн** без ПДВ.

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку ПС-35кВ «Кочубеевская» - В.Олександрівська дільниця Високопільського ВДЗРМ довжиною 20,3 км з використанням антенно-щоглової споруди висотою 20м у смт. Велика Олександрівка на В.Олександрівській дільниці Високопільського ВДЗРМ та антенно-щоглової споруди висотою 20м у с. Кочубеївка, яка будується на території ПС-35 кВ «Кочубеевская».

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., смт. Велика Олександрівка, В.Олександрівська дільниця Високопільського ВДЗРМ	47°18'49.02"Пн 33°16'41.06"С	20,3
2	Херсонська обл., с. Кочубеївка, ПС-35 кВ «Кочубеевская»	47°29'23.55"Пн 33°12'21.27"С	

РРЛ ПС-35кВ «Кочубеевская» - В.Олександрівська дільниця Високопільського ВДЗРМ побудована на обладнанні ALCOMA AL13F з конфігурацією “1+0” в частотному діапазоні 13 ГГц. Кількість потоків E1 – 0, Ethernet – 1. Ліцензія 25 Мбіт.

№	Назва обладнання	Характеристики	Кількість
1	IDU - ODU ALCOMA AL13F		2
	Ширина частотного каналу	28 МГц	

	Частоти (TX/RX)	12821/13087 МГц	
	Максимальна потужність передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антенa 13ГГц (1.2м)		2
3	Маршрутизатор Cisco 921-P4		2
4	Система безперебійного живлення ЦРРЛ 220В/48В, JSD-300-545-DIN2		2
5	Резервне джерело живлення TS-200-248В, DC/AC інвертор		2
6	Шафа телекомунікаційна 19” 600x600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 921-P4 забезпечує маршрутизацію та безпеку вхідного Ethernet потоку між напрямками ПС-35кВ «Кочубеевская» - В.Олександрівська дільниця Високопільського ВДзРМ.

Вартість робіт з побудови РРЛ ПС-35кВ «Кочубеевская» - В.Олександрівська дільниця Високопільського ВДзРМ разом з будівництвом необхідної антенно-щоглової споруди становить **940,0 тис грн** без ПДВ.

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку ПС-150кВ «Трифоновская» - Високопільських ВДзРМ довжиною 27,2 км з використанням антенно-щоглової споруди висотою 40м у с. Трифонівка на ПС-150 кВ «Трифоновская» та антенно-щоглової споруди висотою 20м у смт. Високопільля на території Високопільського ВДзРМ.

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., с. Трифонівка, ПС-150 кВ «Трифоновская»	47°14'54.84"Пн 33°30'49.91"С	27,2
2	Херсонська обл., смт. Високопільля, Високопільське ВДзРМ	47°29'36.08"Пн 33°31'19.02"С	

РРЛ ПС-150кВ «Трифоновская» - Високопільське ВДзРМ побудована на обладнанні ALCOMA AL13F з конфігурацією “1+0” в частотному діапазоні 13 ГГц. Кількість потоків E1 – 0, Ethernet – 1. Ліцензія 25 Мбіт.

№	Назва обладнання	Характеристики	Кількість
1	IDU - ODU ALCOMA AL13F		2
	Ширина частотного каналу	28 МГц	
	Частоти (TX/RX)	12821/13087 МГц	
	Максимальна потужність передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антенa 13ГГц (1.2м)		2
3	Маршрутизатор Cisco 921-P4		2

4	Система безперебійного живлення ЦРПЛ 220В/48В, JSD-300-545-DIN2		2
5	Резервне джерело живлення TS-200-248В, DC/AC інвертор		2
6	Шафа телекомунікаційна 19” 600х600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 921-P4 забезпечує маршрутизацію та безпеку вхідного Ethernet потоку між напрямками ПС-150кВ «Трифоновская» - Високопільське ВДЗРМ.

Вартість робіт з побудови РПЛ ПС-150кВ «Трифоновская» - Високопільське ВДЗРМ разом з будівництвом необхідної антенно-щоглової споруди становить **940,0 тис грн** без ПДВ.

Обладнання підстанцій 35 кВ засобами охоронної сигналізації.

Зважаючи на проведення у рамках переходу на стимулююче регулювання в 2022-2026 роках виникла потреба в комплексному та поетапному проведенні на енергетичних об'єктах Компанії модернізації наявної системи охоронної сигналізації, а саме встановлення сучасного ППК "Трифон 022-10+RFID", що дозволяє передавати інформацію як за допомогою голосового каналу GSM, а також по каналу GPRS або Ethernet. Організацію охорони периметру підстанції та створення захисного периметру комірок 10 кВ здійснити за допомогою 4-х комплектів активних оптико-електронних датчиків Optex AX-200PLUS та 2-х комплектів датчиків Optex AX-100PLUS, що мають зону покриття 60 та 30 м відповідно.

Вартість робіт з обладнання однієї підстанції 35 кВ засобами охоронної сигналізації становить **90,0 тис грн** без ПДВ, а у разі модернізації існуючої з дооснащення охорони периметру підстанції становить **70,0 тис грн** без ПДВ.

Таким чином загальна вартість робіт з телемеханізації 51 підстанцій 35-кВ та 35 РП-10(6)кВ, щодо створення системи автоматичної реєстрації відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів приведена в таблиці.

Перший етап впровадження телемеханіки у 2023 році на 51 ПС-35кВ та 35 РП-10(6) кВ (Олешківського ВДЗРМ, Каховського ВДЗРМ, Новокаховського ВДЗРМ, Високопільського ВДЗРМ, Генічеського ВДЗРМ та Херсонського ВДЗРМ)

№	Реконструкція обладнання ПС-35кВ та РП-10(6)кВ для впровадження телемеханіки (I етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10 кВ (51 ПС та 35 РП)	комплекс	Загальна кількість ТС, ТВ	Вартість заходу, тис. грн. без ПДВ				
				ТМ та радіо-канал	Охоронна сигналізація	Щоглова споруда	РПЛ С	Ітого
1	ПС 35/10кВ «Тарасовка»	шт	50	720	70	40	0	830

2	ПС 35/10кВ «Подокалиновка»	шт	51	690	90	40	0	820
3	ПС 35/10кВ «Ст. Маячка»	шт	51	710	70	40	0	820
4	ПС 35/10 "Б.Копани" (дооснащения ТМ)	шт	46	470	90	40	0	600
5	ПС 35/10 "Брилёвка" (дооснащения ТМ)	шт	62	470	0	40	140	650
6	ПС 35/10 "Н.Маячка"	шт	64	470	90	190	750	1500
7	ПС 35/10 "К.Лагеря" (дооснащения ТМ)	шт	63	470	90	40	0	600
8	ПС 35/10кВ Таврийская	шт	34	700	0	40	0	740
9	ПС 35/10кВ Тягинская	шт	46	720	90	40	0	850
10	ПС 35/10кВ Змеевская	шт	50	700	90	40	0	830
11	ПС 35/10кВ Качкаровская (дооснащения ТМ)	шт	48	470	90	0	900	1460
12	ПС 35/10кВ "Львовская"	шт	30	690	90	40	0	820
13	ПС 35/10кВ "Раковская"	шт	30	670	90	40	0	800
14	ПС 35/10кВ "Казацкая"	шт	45	730	90	40	0	860
15	ПС 35/10кВ "Кировская"	шт	39	670	90	40	0	800
16	ПС 35/10кВ "Костырская"	шт	33	670	90	40	0	800
17	ПС 35/10кВ "Сухановская"	шт	30	650	90	40	0	780
18	ПС 35/10кВ "Н.Каирская"	шт	33	670	90	40	0	800
19	ПС 35/10кВ "Кр.Маяк"	шт	32	710	90	40	0	840
20	ПС 35/10кВ "Заречная"	шт	36	680	90	40	0	810
21	ПС-35 кВ "Богдановка" (дооснащения ТМ)	шт	18	470	90	40	140	740
22	ПС-35 кВ "Заозерное"	шт	12	670	90	40	0	800
23	ПС-35 кВ "НС 5 МК"	шт	33	690	90	40	0	820
24	ПС-35 кВ "Каменка"	шт	24	720	90	40	0	850
25	ПС-35 кВ "Чернянка"	шт	28	670	90	40	0	800
26	ПС-35 кВ "Коробки"	шт	24	690	0	40	0	730
27	ПС-35 кВ "Кр.Перекоп"	шт	25	670	90	40	0	800
28	ПС-35 кВ "Кр.Херсонщины" (дооснащения ТМ)	шт	26	470	90	40	140	740
29	ПС-35 кВ "НС 6 Р-1-1"	шт	31	650	90	40	0	780
30	ПС-35 кВ "НС 3 МК"	шт	22	670	90	40	0	800
31	ПС-35 кВ "Черноморовка"	шт	18	700	90	40	0	830
32	ПС-35 кВ "Р.Люксембург"	шт	21	670	90	40	0	800

33	ПС-35 кВ "Ретранслятор"	шт	15	690	90	40	0	820
34	ПС-35 кВ "Тавричанка"	шт	28	700	90	40	0	830
35	ПС-35 кВ "Б.Благовещенка"	шт	27	470	90	40	140	740
36	ПС-35 кВ "Каиры"	шт	16	670	90	40	0	800
37	ПС-35 кВ "Ольгино"	шт	18	690	70	40	0	800
38	ПС-35 кВ "ГОС"	шт		0	0	0	0	-
39	ПС-35 кВ "Пограничная"	шт	11	670	90	40	0	800
40	ПС-35 кВ "Червонофлотская"	шт	14	730	90	40	0	860
41	ПС-35 кВ "Янтарная"	шт	14	700	90	40	0	830
42	ПС-35 кВ "Высокопольская"	шт	28	730	90	190	750	1760
43	ПС-35 кВ "Кочубеевская"	шт	18	650	90	190	750	1680
44	ПС-35 кВ "Б.Криница"	шт	27	730	90	40	0	860
45	ПС-35 кВ "Борозенская"	шт	23	730	90	40	0	860
46	ПС-35 кВ "Вишневая"	шт	12	680	190	40	0	910
47	ПС-35 кВ "Д.Бродская"	шт	13	710	90	190	750	820
48	ПС-35 кВ "Калининская"	шт	26	700	90	190	750	810
49	ПС-35 кВ "Колос"	шт	14	670	90	40	0	800
50	ПС-35 кВ "Н.Кубанская"	шт	23	690	0	40	140	870
51	ПС-35 кВ "НС-319"	шт	19	680	90	40	0	810
52	ПС-35 кВ "Батумская"	шт	13	690	0	40	0	730
53	ПС-35 кВ "Садово"	шт	14	710	0	40	0	750
54	ПС-35 кВ "Солнечная"	шт	10	700	0	40	0	740
55	РП-10 кВ "Сенявина"	шт	24	490	40	0	0	530
56	РП-10 кВ "Шмидта"	шт	25	490	40	0	0	530
57	РП-10 кВ "Индустриальный"	шт	23	490	40	0	0	530
58	РП-10 кВ "Блюхера"	шт	23	490	0	0	0	490
59	РП-10 кВ "Дорофеева"	шт	17	490	40	0	0	530
60	РП-10 кВ "Шенгелия"	шт	22	490	40	0	0	530
61	РП-10 кВ "ТОК"	шт	21	490	40	0	0	530
62	РП-10 кВ "Николаевский"	шт	15	490	40	0	0	530
63	РП-10 кВ "Мост"	шт	20	490	0	0	0	490
64	РП-10 кВ "РП-32"	шт	28	490	40	0	0	530
65	РП-10 кВ "КНС-5"	шт	9	490	40	0	0	530

66	РП-10 кВ "Мебельный"	шт	12	490	40	0	0	530	
67	РП-10 кВ "РП-ЭКО"	шт	21	490	40	0	0	530	
68	РП-10 кВ "Лечебный"	шт	25	490	40	0	0	530	
69	РП-10 кВ "Шуменский"	шт	16	490	40	0	0	530	
70	РП-10 кВ "Причальный"	шт	17	490	40	0	0	530	
71	РП-10 кВ "РП Микон"	шт	21	490	40	0	0	530	
72	РП-10 кВ "Западный"	шт	21	490	40	0	0	530	
73	РП-10 кВ "Подпольный"	шт	19	490	40	0	0	530	
74	РП-10 кВ "Черноморский"	шт	14	490	40	0	0	530	
75	РП-10 кВ "Газетный"	шт	19	490	40	0	0	530	
76	РП-10 кВ "Рабочий"	шт		0	0	0	0	-	
77	РП-1 (Генічеськ)	шт	17	490	40	0	0	530	
78	РП-3 (Генічеськ)	шт	22	490	40	0	0	530	
79	РП-4 (Генічеськ)	шт	7	490	40	0	0	530	
80	РП-5 (Генічеськ)	шт	14	490	40	0	0	530	
81	РП-1 (Н.Каховка)	шт	23	490	40	0	0	530	
82	РП-2 (Н.Каховка)	шт	29	490	40	0	0	530	
83	РП-3 (Н.Каховка)	шт	27	490	40	0	0	530	
84	РП-5 (Н.Каховка)	шт	29	490	40	0	0	530	
85	РП-6 (Н.Каховка)	шт	31	490	40	0	0	530	
86	РП-7 (Н.Каховка)	шт	19	490	40	0	0	530	
87	РП-8 (Н.Каховка)	шт	20	490	40	0	0	530	
88	РП-Винзавод (Н.Каховка)	шт	26	490	40	0	0	530	
89	РП-837 (Олешкі)	шт	42	490	40	0	0	530	
Всього по розділу III					51520	5460	2490	3850	63320

Отже після проведенних заходів у 2023 році з впровадження телемеханіки ПС-35кВ для створення системи автоматичної реєстрація відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів стан телемеханіки буде наступний:

№ п/п	Клас ПС, кВ	Всього ПС	Тип телемеханіки	Кількість ПС		Кількість фідерів 10 кВ	
				шт.	%	всього	1599
						шт.	%
1	ПС-150кВ	19	повна ТМ	12	63%	1349	100%

			система реєстрації відключень (СРВ)	7	37%		
			всього телемеханізовано	19	100%		
2	ПС-35кВ	199	повна ТМ	28	14%		
			система реєстрації відключень (СРВ)	171	86%		
			всього телемеханізовано	199	100%		
3	РП-10кВ	35	всього телемеханізовано	35	100%	250	

Техніко-економічне обґрунтування, щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів на 54 ПС-35кВ та 35 РП-10(6)кВ (Олешківське ВДЗРМ, Каховське ВДЗРМ, Новокаховське ВДЗРМ, Високопільське ВДЗРМ, Генічеське ВДЗРМ та Херсонське ВДЗРМ) зі створення системи автоматичної реєстрації відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів

У 2023 році пропонуються наступні роботи з реконструкція обладнання ПС-35кВ та РП-10(6)кВ для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ (54 ПС-35кВ та 35 РП-10(6)кВ Олешківського ВДЗРМ, Каховського ВДЗРМ, Новокаховського ВДЗРМ, Високопільського ВДЗРМ, Генічеського ВДЗРМ та Херсонського ВДЗРМ) АТ «Херсонобленерго».

Загальні капіталовкладення згідно затвердженої інвестиційної програми становлять:

№	Найменування ПС-35кВ для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10кВ	Вартість заходу, тис. грн. без ПДВ	№	Найменування ПС-35кВ для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10кВ	Вартість заходу, тис. грн. без ПДВ
1	ПС 35/10кВ «Тарасовка»	830	47	ПС-35 кВ "Б.Криница"	860
2	ПС 35/10кВ «Подокалиновка»	820	48	ПС-35 кВ "Борозенская"	860
3	ПС 35/10кВ «Ст. Маячка»	820	49	ПС-35 кВ "Вишневая"	910
4	ПС 35/10 "Б.Копани"	600	50	ПС-35 кВ "Д.Бродская"	820
5	ПС 35/10 "Брилёвка"	650	51	ПС-35 кВ "Калининская"	810
6	ПС 35/10 "Н.Маячка"	1500	52	ПС-35 кВ "Колос"	800
7	ПС 35/10 "К.Лагеря"	600	53	ПС-35 кВ "Н.Кубанская"	870
8	ПС 35/10кВ Таврийская	740	54	ПС-35 кВ "НС-319"	810
9	ПС 35/10кВ Тягинская	850	55	РП-10 кВ "Сенявина"	530
10	ПС 35/10кВ Змеевская	830	56	РП-10 кВ "Шмидта"	530
11	ПС 35/10кВ Качкаровская	1460	57	РП-10 кВ "Индустриальный"	530
12	ПС 35/10кВ "Львовская"	820	58	РП-10 кВ "Блюхера"	490
13	ПС 35/10кВ "Раковская"	800	59	РП-10 кВ "Дорофеева"	530
14	ПС 35/10кВ "Казацкая"	860	60	РП-10 кВ "Шенгелия"	530
15	ПС 35/10кВ "Кировская"	800	61	РП-10 кВ "ТОК"	530
16	ПС 35/10кВ "Костырская"	800	62	РП-10 кВ "Николаевский"	530
17	ПС 35/10кВ "Сухановская"	780	63	РП-10 кВ "Мост"	490
18	ПС 35/10кВ "Н.Каирская"	800	64	РП-10 кВ "РП-32"	530
19	ПС 35/10кВ "Кр.Маяк"	840	65	РП-10 кВ "КНС-5"	530
20	ПС 35/10кВ "Заречная"	810	66	РП-10 кВ "Мебельный"	530
21	ПС-35 кВ "Богдановка"	740	67	РП-10 кВ "РП-ЭКО"	530

22	ПС-35 кВ "Заозерное"	800	68	РП-10 кВ "Лечебный"	530
23	ПС-35 кВ "НС 5 МК"	820	69	РП-10 кВ "Шуменский"	530
24	ПС-35 кВ "Каменка"	850	70	РП-10 кВ "Причальный"	530
25	ПС-35 кВ "Чернянка"	800	71	РП-10 кВ "РП Микон"	530
26	ПС-35 кВ "Коробки"	730	72	РП-10 кВ "Западный"	530
27	ПС-35 кВ "Кр.Перекоп"	800	73	РП-10 кВ "Подпольный"	530
28	ПС-35 кВ "Кр.Херсонщины"	740	74	РП-10 кВ "Черноморский"	530
29	ПС-35 кВ "НС 6 Р-1-1"	780	75	РП-10 кВ "Газетный"	530
30	ПС-35 кВ "НС 3 МК"	800	76	РП-10 кВ "Рабочий"	-
31	ПС-35 кВ "Черноморовка"	830	77	РП-1 (Генічеськ)	530
32	ПС-35 кВ "Р.Люксембург"	800	78	РП-3 (Генічеськ)	530
33	ПС-35 кВ "Ретранслятор"	820	79	РП-4 (Генічеськ)	530
34	ПС-35 кВ "Тавричанка"	830	80	РП-5 (Генічеськ)	530
35	ПС-35 кВ "Б.Благовещенка"	740	81	РП-1 (Н.Каховка)	530
36	ПС-35 кВ "Каиры"	800	82	РП-2 (Н.Каховка)	530
37	ПС-35 кВ "Ольгино"	800	83	РП-3 (Н.Каховка)	530
38	ПС-35 кВ "ГОС"	-	84	РП-5 (Н.Каховка)	530
39	ПС-35 кВ "Пограничная"	800	85	РП-6 (Н.Каховка)	530
40	ПС-35 кВ "Червонофлотская"	860	86	РП-7 (Н.Каховка)	530
41	ПС-35 кВ "Янтарная"	830	87	РП-8 (Н.Каховка)	530
42	ПС-35 кВ "Высокопольская"	1760	88	РП-Винзавод (Н.Каховка)	530
43	ПС-35 кВ "Кочубеевская"	1680	89	РП-837 (Олешкі)	530
44	ПС-35 кВ "Батумская"	730			
45	ПС-35 кВ "Садово"	750			
46	ПС-35 кВ "Солнечная"	740			

Данні заходи відповідають 3 та 8 критеріям п.3.2.6. Кодексу Системи розподілу, а саме зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії, розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

Виконання робіт з реконструкція обладнання ПС-35кВ для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10 кВ (54 ПС-35кВ та 35 РП-10(6)кВ Олешківського ВДЗРМ, Каховського ВДЗРМ, Новокаховського ВДЗРМ, Високопільського ВДЗРМ, Генічеського ВДЗРМ та Херсонського ВДЗРМ) АТ «Херсонобленерго» дозволить диспетчеру отримати інструмент, який буде допомагати в оцінці ситуаційного становища під час аварій, а також допоможе якщо не уникнути аварійних відключень, то як можливо швидше локалізувати аварію. Таким чином, скорочується час відсутності електричної енергії у споживачів, і поліпшується якість наданих послуг. Тобто покращуються показники надійності електропостачання SAIDI (індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні) та SAIFI (індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні).

За розрахунками та досвідом Компанії, після встановлення пристроїв телемеханіки на підстанціях час ліквідація одного відключення зменшується

у середньому на три години. (без пристроїв телемеханіки ліквідація одного відключення, у середньому - 6 годин)

1 година відключення дорівнює 180 кВт (розподільчі мережі) та 500 кВт (мережі 35-110 кВ), таким чином:

$$180*3=540 \text{ кВт г}$$

$$500*3 = 1500 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 0,61 грн/кВт г.

Зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень

В лік. = $0,61 * 540 = 329,4$ грн. по одному відключенню у розподільчих мережах.

В лік. = $0,61 * 1500 = 915$ грн. по одному відключенню у мережах 35-150 кВ.

У середньому, у мережах на місяць трапляється орієнтовно 7 відключень у мережах 35-150 кВ та понад 165 відключень у мережах 0,4-10 кВ .

Таким чином, загальне зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень за рік у мережах 0,4-110 кВ становить

$$\text{Влік.} = 329,4 * 65 * 12 + 915 * 7 * 12 = 256\,932 + 76\,860 = 333\,792 \text{ грн (278 160 грн без ПДВ).}$$

До додаткових отриманих переваг від дистанційного вимірювання та переключення можна віднести:

- економію палива для транспорту;
- економію часу.

У середньому за досвідом Компанії, економія палива для транспорту за рахунок впровадження засобів телемеханіки, що прискорює пошуки місць пошкодження у електричних мережах дорівнює у середньому за рік 53 539 грн. (44 616 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки

Езаг. = Е заг. = $333\,792 + 53\,539 = 387\,331$ грн або **322 775** грн (без ПДВ).

У разі встановлення на підстанції ще обладнання радіо-релейного зв'язку та передачі даних, яке забезпечить побудову магістральних каналів передачі даних та голосу між районними підрозділами Товариства.

То крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укретелекому та ін.). На даний час оренда одного потоку в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення РРС дозволяє організувати 4 нових потоків. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

$$\text{В ор.} = 4 * 5000,0 * 12 = 240\,000 \text{ грн щорічно. (200 000 грн без ПДВ).}$$

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації РРЛС :

$$\text{Езаг.} = 333\,792 + 53\,539 + 240\,000 = 627\,331 \text{ грн або } \mathbf{522\,775} \text{ грн (без ПДВ).}$$

За данною методикою розрахунку економічний ефект за кожним заходом окремо буде становити:

№	Найменування ПС-35кВ для впровадження телемеханіки (I етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10кВ	Вартість заходу (Кзаг), тис. грн. без ПДВ	Термін окупності (Ток.=Кзаг/Езаг), років
1	ПС 35/10кВ «Тарасовка»	830	2,57
2	ПС 35/10кВ «Подокалиновка»	820	2,54
3	ПС 35/10кВ «Ст. Маячка»	820	2,54
4	ПС 35/10 "Б.Копани"	600	1,86
5	ПС 35/10 "Брилівка"	650	2,01
6	ПС 35/10 "Н.Маячка"	1500	2,87
7	ПС 35/10 "К.Лагеря"	600	1,86
8	ПС 35/10кВ Таврійская	740	2,29
9	ПС 35/10кВ Тягинская	850	2,63
10	ПС 35/10кВ Змеевская	830	2,57
11	ПС 35/10кВ Качкаровская	1460	2,79
12	ПС 35/10кВ “Львовская”	820	2,54
13	ПС 35/10кВ “Раковская”	800	2,48
14	ПС 35/10кВ “Казацкая”	860	2,66
15	ПС 35/10кВ “Кировская”	800	2,48
16	ПС 35/10кВ “Костырская”	800	2,48
17	ПС 35/10кВ “Сухановская”	780	2,42
18	ПС 35/10кВ “Н.Каирская”	800	2,48
19	ПС 35/10кВ “Кр.Маяк”	840	2,60
20	ПС 35/10кВ “Заречная”	810	2,51
21	ПС-35 кВ "Богдановка"	740	2,29
22	ПС-35 кВ "Заозерное"	800	2,48
23	ПС-35 кВ "НС 5 МК"	820	2,54
24	ПС-35 кВ "Каменка"	850	2,63
25	ПС-35 кВ "Чернянка"	800	2,48
26	ПС-35 кВ "Коробки"	730	2,26
27	ПС-35 кВ "Кр.Перекоп"	800	2,48
28	ПС-35 кВ "Кр.Херсонщини"	740	2,29
29	ПС-35 кВ "НС 6 Р-1-1"	780	2,42
30	ПС-35 кВ "НС 3 МК"	800	2,48
31	ПС-35 кВ "Черноморовка"	830	2,57
32	ПС-35 кВ "Р.Люксембург"	800	2,48
33	ПС-35 кВ "Ретранслятор"	820	2,54
34	ПС-35 кВ "Тавричанка"	830	2,57
35	ПС-35 кВ "Б.Благовещенка"	740	2,29
36	ПС-35 кВ "Каиры"	800	2,48
37	ПС-35 кВ "Ольгино"	800	2,48
38	ПС-35 кВ "ГОС"	-	-
39	ПС-35 кВ "Пограничная"	800	2,48
40	ПС-35 кВ "Червонофлотская"	860	2,66
41	ПС-35 кВ "Янтарная"	830	2,57
42	ПС-35 кВ "Высокопольская"	1760	3,37

43	ПС-35 кВ "Кочубеевская"	1680	3,21
44	ПС-35 кВ "Б.Криница"	860	2,66
45	ПС-35 кВ "Борозенская"	860	2,66
46	ПС-35 кВ "Вишневая"	910	2,82
47	ПС-35 кВ "Д.Бродская"	820	2,54
48	ПС-35 кВ "Калининская"	810	2,51
49	ПС-35 кВ "Колос"	800	2,48
50	ПС-35 кВ "Н.Кубанская"	870	2,70
51	ПС-35 кВ "НС-319"	810	2,51
52	ПС-35 кВ "Батумская"	730	2,26
53	ПС-35 кВ "Садово"	750	2,32
54	ПС-35 кВ "Солнечная"	740	2,29
55	РП-10 кВ "Сенявина"	530	1,64
56	РП-10 кВ "Шмидта"	530	1,64
57	РП-10 кВ "Индустриальный"	530	1,64
58	РП-10 кВ "Блюхера"	490	1,52
59	РП-10 кВ "Дорофеева"	530	1,64
60	РП-10 кВ "Шенгелия"	530	1,64
61	РП-10 кВ "ТОК"	530	1,64
62	РП-10 кВ "Николаевский"	530	1,64
63	РП-10 кВ "Мост"	490	1,52
64	РП-10 кВ "РП-32"	530	1,64
65	РП-10 кВ "КНС-5"	530	1,64
66	РП-10 кВ "Мебельный"	530	1,64
67	РП-10 кВ "РП-ЭКО"	530	1,64
68	РП-10 кВ "Лечебный"	530	1,64
69	РП-10 кВ "Шуменский"	530	1,64
70	РП-10 кВ "Причальный"	530	1,64
71	РП-10 кВ "РП Микон"	530	1,64
72	РП-10 кВ "Западный"	530	1,64
73	РП-10 кВ "Подпольный"	530	1,64
74	РП-10 кВ "Черноморский"	530	1,64
75	РП-10 кВ "Газетный"	530	1,64
76	РП-10 кВ "Рабочий"	-	-
77	РП-1 (Генічеськ)	530	1,64
78	РП-3 (Генічеськ)	530	1,64
79	РП-4 (Генічеськ)	530	1,64
80	РП-5 (Генічеськ)	530	1,64
81	РП-1 (Н,Каховка)	530	1,64
82	РП-2 (Н,Каховка)	530	1,64
83	РП-3 (Н,Каховка)	530	1,64
84	РП-5 (Н,Каховка)	530	1,64
85	РП-6 (Н,Каховка)	530	1,64
86	РП-7 (Н,Каховка)	530	1,64
87	РП-8 (Н,Каховка)	530	1,64
88	РП-Винзавод (Н,Каховка)	530	1,64
89	РП-837 (Олешкі)	530	1,64

Комплекс заходів щодо придбання комп'ютерних пристроїв для документального запису диспетчерських переговорів

На даний період у ВДзРМ АТ "Херсонобленерго" для запису диспетчерських переговорів в більшості випадків використовуються архіватори мови на базі персональних комп'ютерів. Наявність пристроїв для документального запису диспетчерських переговорів *є вимогою „Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж” та Кодексу системи розподілу.*

Крім того згідно нових Правил технічної експлуатації електроустановок збільшений термін зберігання записів диспетчерських переговорів стосовно випадків, що пов'язані з технологічними порушеннями.

Починаючи з 2003 року на технічне озброєння компанії почали надходити сучасні архіватори мови типу DTR-04. Але з впровадженням у роботі диспетчерських пунктів новітнього обладнання та створення Інформаційно-консультативних центрів для роботи з населенням та відкриттям на їх базі у структурних підрозділах “Єдиних Вікон” виникла необхідність у збільшенні кількості каналів запису.

У рамках забезпечення функціонування Кол-Центру АТ «Херсонобленерго» на усіх диспетчерських пунктах було організовано VoIP канали зв'язку та додатково встановлено телефонні апарати, а також організовані резервні міські телефонні номери в якості «гарячої лінії», все це потребує додаткових каналів запису переговорів та зберігання інформації про технологічні порушення та пошкодження обладнання.

Водночас назріває питання заміни парку комп'ютерних пристроїв для документального запису диспетчерських переговорів, які були придбані більш ніж 7 років тому в яких встановлено 4 каналні плати архіватору мови типу DTR-04. Режим роботи даного типу обладнання – цілодобовий. Не дивно, що за стільки років експлуатації на HDD диску стали з'являтися биті кластери. А придбати HDD, який може підтримувати материнська плата на процесорі застарілого типу, майже неможливо. В найкращому випадку знайдеться HDD, який був у використанні і не забезпечує потрібної надійності.

Таблиця – диспетчерські пункти, де встановлені архіватори мови на базі комп'ютерів.

№	Найменування ДП	Тип архіватора	Рік вводу	Примітка
1	ДП АТ ХОЕ 1	DTR	2015	
2	ДП АТ ХОЕ 2	DTR	2016	
3	ДП АТ ХОЕ 3	DTR	2017	
4	ДП АТ ХОЕ 4	DTR	2018	
5	Херсонське ВДзРМ	DTR	2012	
6	В-Лепетиське ВДзРМ	DTR	2015	
7	Високопільське ВДзРМ	DTR	2011	
8	Генічеське ВДзРМ	DTR	2012	

9	Голопристанське ВДзРМ	DTR	2011	
10	Іванівське ВДзРМ	DTR	2010	
11	Каховське ВДзРМ	DTR	2013	
12	Н-Каховське ВДзРМ	DTR	2014	
13	Н-Троїцьке ВДзРМ	DTR	2010	
14	Скадовське ВДзРМ	DTR	2014	
15	Олешківське ВДзРМ	DTR	2013	
16	Чаплинське ВДзРМ	DTR	2014	

У зв'язку з реорганізацією структури АТ «Херсонобленерго» додатково створено канали зв'язку з оперативно-виїзними бригадами у цих районах. Для забезпечення диспетчерськими каналами зв'язку було встановлено додаткове обладнання міжміського та стільникового зв'язку. Все це потребує збільшення апаратних та функціональних можливостей наявних архіваторів мови DTR-04, однак апаратні можливості материнських плат не дозволяють це зробити.

Багатоканальна автономна система DTR-08 виробництва **ТОВ "Ольхон" м. Харків** призначена для організації автоматичного запису диспетчерських переговорів, запису телефонних розмов та аудіо сигналів. Джерелом запису може служити будь-який аналоговий сигнал; телефонна лінія, мікрофон, лінійний вихід приймача і т. п. Установка, підключення джерел сигналів, інсталяція програмного забезпечення та всі налаштування можуть бути виконані кінцевим користувачем, що працює з операційними системами Microsoft Windows і не вимагають залучення фахівців високого рівня. Програмне забезпечення має розвинений і в теж час інтуїтивно зрозумілий інтерфейс, який використовується в Microsoft Windows. Доступ до найбільш часто використовуваних операцій і функцій дубльований, тобто вони доступні як через головне меню, так і по натисненню правої кнопки миші (спливаючі меню). А також по гарячим клавішам.

У період з 2022 по 2026 рр. заплановано придбати 10 багатоканальних система запису диспетчерських переговорів (два пристрою на рік) на загальну суму **220 тис. грн. без ПДВ**, що дозволить значно покращити надійність документування диспетчерських переговорів на енергооб'єктах області, що є обов'язковою вимогою Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж та Кодексу системи розподілу.

Техніко-економічне обґрунтування придбання багатоканальної автономної системи запису розмов.

На даний період у ВДзРМ АТ "Херсонобленерго" для запису диспетчерських переговорів в більшості випадків використовуються архіватори мови на базі персональних комп'ютерів.

Враховуючи значний термін їх експлуатації назріває питання заміни парку комп'ютерних пристроїв для документального запису диспетчерських переговорів, які були придбані більш ніж 7 років тому в яких встановлено 4 каналні плати архіватору мови типу DTR-04. Режим роботи даного типу обладнання – цілодобовий. Не дивно, що за стільки років експлуатації на HDD диску стали з'являтися биті кластери. А придбати HDD, який може підтримувати материнська плата на процесорі застарілого типу, майже неможливо.

У зв'язку з реорганізацією структури АТ «Херсонобленерго» додатково створено канали зв'язку з оперативно-виїзними бригадами у цих районах. Для забезпечення диспетчерськими каналами зв'язку було встановлено додаткове обладнання міжміського та стільникового зв'язку. Все це потребує збільшення апаратних та функціональних можливостей наявних архіваторів мови DTR-04, однак апаратні можливості материнських плат не дозволяють це зробити.

Багатоканальна автономна система DTR-08 виробництва **ТОВ "Ольхон" м. Харків** призначена для організації автоматичного запису диспетчерських переговорів, запису телефонних розмов та аудіо сигналів. Джерелом запису може служити будь-який аналоговий сигнал; телефонна лінія, мікрофон, лінійний вихід приймача і т. п. Установка, підключення джерел сигналів, інсталяція програмного забезпечення та всі налаштування можуть бути виконані кінцевим користувачем, що працюють з операційними системами Microsoft Windows і не вимагають залучення фахівців високого рівня. Програмне забезпечення має розвинений і в теж час інтуїтивно зрозумілий інтерфейс, який використовується в Microsoft Windows. Доступ до найбільш часто використовуваних операцій і функцій дубльований, тобто вони доступні як через головне меню, так і по натисненню правої кнопки миші (спливаючі меню). А також по гарячим клавішам.

З 2022 по 2026 рр. заплановано придбати кожного року по 2 багатоканальні система запису диспетчерських переговорів DTR-08 вартістю 22 без ПДВ кожна, що дозволить значно покращити надійність документування диспетчерських переговорів на енергооб'єктах області, що є обов'язковою вимогою Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж.

Це, у свою чергу, дозволяє оперативно відслідковувати дії персоналу при технологічному порушенні в електричних мережах. Таким чином, значно підвищується оперативність в ліквідації аварійних ушкоджень у електричних мережах, що зменшує недовідпустку електроенергії. Тобто покращуються показники надійності електропостачання SAIDI (індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні) та SAIFI (індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні).

До додаткових отриманих переваг від автоматичного збереження інформації та дистанційного доступу до неї можна віднести:

- економію палива для транспорту;
- економію часу.

У середньому за досвідом Компанії, економія палива для транспорту за рахунок впровадження засобів автоматизації документування диспетчерських переговорів, що прискорює розгляд дій персоналу при аварійних відключеннях які пов'язані з технологічними порушеннями на силовому обладнанні та електричних мережах дорівнює у середньому за рік 9 539 грн. (7 949 грн без ПДВ).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює
 $T_{ок.} = K_{заг} / E_{заг} = 22 / 7,95 = 2,76 \text{ р.}$

Впровадження системи моніторингу навантаження та виявлення коротких замикань на ПЛ з функцією телемеханіки

Система моніторингу навантаження та виявлення коротких замикань на ПЛ з функцією телемеханіки складається з наступних елементів:

- бездротових передавачів даних (SEL-FLT), які розміщуються на ПЛ фідерів (відгалужень) 10кВ підстанцій 150кВ, 35кВ;
- пристрою збору інформації (SEL-FLR), які розміщується на підстанції та можуть об'єднати до 168 бездротових передавачів, завдяки розміщення антени на баштовій споруди підстанції досягається розширення зв'язку з передавачами до 16 км;
- контролер (SEL-3505) передачі інформації до SCADA-системи (ОІК ВД з РМ Херсонобленерго).

Бездротова система лінійних датчиків збирає періодичні дані про навантаження та стан коротких замикань і надсилає інформацію у систему SCADA ОІК відповідного ВД з РМ Херсонобленерго по телемеханічному протоколу IEC 60870-5-104 (за рахунок конвертування контролером SEL-3505 протоколу DNP3). Це дає змогу виявляти пошкоджені відгалуження у розподільних мережах і відстежувати коливання навантаження у розподільній мережі. Приймач SEL-FLR, встановлений на підстанції або у шафі на щоглі, отримує дані про короткі замикання та навантаження від багатьох (до 168) – датчиків SEL-FLT, розташованих на відстані до 16 км від нього. При виникненні короткого замикання передавач SEL-FLT передає дані про коротке замикання або стан аварійного відключення приймачу SEL-FLR. Приймач SEL-FLR за протоколом DNP3 пересилає дані датчиків через дротову мережу до контролеру SEL-3505, в свою чергу він конвертує та передає до SCADA-системи (ОІК ВД з РМ Херсонобленерго) по телемеханічному протоколу IEC 60870-5-104.

Передавач SEL-FLT також передає дані про усереднені та пікові навантаження кожні 5-хв. і таким чином забезпечує моніторинг практично у реальному часі.

Завдяки своєчасної отриманої інформації ОІК відповідним ВД з РМ Херсонобленерго досягається зменшення часу відновлення пошкодження та своєчасна ліквідація аварійних подій.

Таким чином на 2022 рік передбачається впровадити 54 бездротових передавачів даних, 2 пристрою збору інформації та 2 контролера передачі інформації до SCADA-системи на загальну суму **1 700 тис.грн.** без ПДВ.

Техніко-економічне обґрунтування, щодо впровадження системи моніторингу навантаження та виявлення коротких замикань на ПЛ з функцією телемеханіки

Данні заходи відповідають 3 та 8 критеріям п.3.2.6. Кодексу Системи розподілу, а саме зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії, розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

Виконання робіт з впровадження системи моніторингу навантаження та виявлення коротких замикань на ПЛ з функцією телемеханіки дозволить диспетчеру отримати інструмент, який буде допомагати в оцінці ситуаційного становища під час аварій, а також допоможе якщо не уникнути аварійних відключень, то як можливо швидше локалізувати аварію. Таким чином, скорочується час відсутності електричної енергії у споживачів, і поліпшується якість наданих послуг. Тобто покращуються показники надійності електропостачання SAIDI (індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні) та SAIFI (індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні).

За розрахунками та досвідом Компанії, після встановлення бездротових передавачів даних про пошкоджені відгалуження ПЛ 10кВ на підстанціях час ліквідація одного відключення зменшується у середньому на три години. (без таких пристроїв ліквідація одного відключення, у середньому - 6 годин)

1 година відключення дорівнює 180 кВт (розподільчі мережі), таким чином:

$$180 * 3 = 540 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 0,61 грн/кВт г.

Зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень

В лік. = $0,61 * 540 = 329,4$ грн. по одному відключенню у розподільчих мережах.

У середньому, у мережах на місяць трапляється орієнтовно понад 85 відключень у мережах 10 кВ .

Таким чином, загальне зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень за рік у мережах 10 кВ становить

$$\text{Влік.} = 329,4 * 85 * 12 = 335\,988 \text{ (279\,990 грн без ПДВ).}$$

До додаткових отриманих переваг від дистанційного вимірювання та переключення можна віднести:

- економію палива для транспорту;
- економію часу.

У середньому за досвідом Компанії, економія палива для транспорту за рахунок впровадження передавачів даних про пошкоджені відгалуження ПЛ-10кВ, що прискорює пошуки місць пошкодження у електричних мережах дорівнює у середньому за рік 53 539 грн. (44 616 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів передавачів даних про пошкоджені відгалуження ПЛ 10кВ складає:

$E_{\text{заг.}} = E_{\text{заг.}} = 335\,988 + 53\,539 = 389\,527$ грн або **324 606** грн (без ПДВ).

Загальна вартість закупівлі обладнання у 2022 році з впровадження системи моніторингу навантаження та виявлення коротких замикань на ПЛ з функцією телемеханіки становитиме 1700,0 тис.грн. (без ПДВ).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$T_{\text{ок.}} = 1700,0 / 324,606 = 5,24$ р.

Створення радіорелейних каналів зв'язку та передавання телемеханічних даних в ОІК АТ “Херсонобленерго”.

В АТ “Херсонобленерго” розвиток та модернізація технічних засобів зв'язку та телекомунікації, а також заходи щодо модернізації її структури спрямовані, в першу чергу, на вирішення наступних ключових проблем:

- Забезпечення надійного функціонування системи диспетчерсько-технологічного управління енергетичної компанії;
- Зниження експлуатаційних витрат за рахунок заміни застарілих систем зв'язку та передавання даних, які відробили свій технологічний ресурс;
- Зниження технічних та комерційних втрат електроенергії за рахунок забезпечення роботи автоматизованої системи управління фінансово-економічною діяльністю компанії, білінгових системи для промислових та побутових споживачів електроенергії, а також впровадження АСКОВЕ;
- Оптимізації внутрішнього документообігу енергокомпанії;

Окрім забезпечення надійного функціонування системи диспетчерсько-технологічного управління енергетичної компанії передбачалось забезпечити можливість швидкого розгортання автоматизованих білінгових систем розрахунків з побутовими та промисловими споживачами, фінансової колекції та програмного комплексу EnergyNet .

Кількість працівників, які використовують дані програмні продукти постійно зростає. Всі користувачі працюють в реальному часі і з єдиними базами даних, які розташовані на серверному обладнанні в центральному офісі компанії. Потоки електронної пошти перерозподілились в напрямку центру. Поступово вводиться електронний документообіг між всіма структурними підрозділами компанії.

Для вирішення питання впровадження корпоративного зв'язку компанії ТОВ “НТЦ “Енергозв'язок” м. Київ розроблений “ Проект розвитку корпоративної мережі зв'язку та передавання даних ВАТ „ЕК “Херсонобленерго”.

У межах цього Проекту ТОВ “НТЦ “Енергозв'язок” дослідив можливі варіанти побудови гібридної корпоративної мультисервісної системи зв'язку та телекомунікаційної мережі компанії ВАТ ЕК “Херсонобленерго” на основі високошвидкісних систем радіозв'язку з урахуванням зроблених повздовжніх профілів місцевості (радіорелейні системи для діапазону 8 - 13 ГГц та системи для діапазону 2,4 та 5,2 ГГц на основі технології Radio Ethernet). На підставі експертних оцінок був зроблений кінцевий вибір напрямку розвитку корпоративної мережі зв'язку та конкретних технологій його реалізації. Крім того був визначений об'єм необхідних коштів та приблизний термін реалізації цього проекту. Вибір в якості підрядної організації ТОВ “НТЦ “Енергозв'язок” обумовлено тим, що

вони є експертом НКРЕ та Мінпаливенерго в галузі систем зв'язку для електроенергетики, а також визнаним лідером у проектуванні ВЧ зв'язку по ЛЕП та магістральним оптоволоконним системам зв'язку, маючи багатий досвід у питаннях впровадження систем зв'язку на об'єктах енергетики України та країн СНД.

Корпоративна мультисервісна система зв'язку та телекомунікацій компанії ПАТ ЕК "Херсонобленерго" буде базуватися на наступних видах зв'язку:

- радіорелейні магістральні канали зв'язку з великою пропускнуою спроможністю;
- системи зв'язку та передавання даних на основі технології Radio Ethernet;
- кабельні системи багатоканального ущільнення;
- оптоволоконні системи зв'язку у вигляді окремих сегментів корпоративної мережі;
- орендовані канали зв'язку;
- ВЧ зв'язок по лініях електропередач;
- канали зв'язку "останньої мілі" зі швидкістю передавання даних 9600-19200 біт/с з використанням радіо та GSM модемів для електричних підстанцій та енергооб'єктів, де встановлені мікропроцесорні системи АСУ ТП та відсутня можливість побудови іншого каналу зв'язку та передавання даних, або їх побудова економічно недоцільна;

Вибір в якості обладнання для організації зв'язку по магістральних каналах радіорелейних станцій пов'язаний з географічним розташуванням обласного центру в Херсонській області. Воно таке, що до сусіднього м. Миколаївка 60 км, а до віддалених районів своєї області (Генічеськ, В-Рогачик та інші) більше 200 км. Тому планується побудувати магістральні радіорелейні лінії зв'язку (РРЛЗ) з великою пропускнуою спроможністю в базові вузли зв'язку компанії, де вже встановлені цифрові АТС DEFINITY та LG-ERICSSON IPECS-MG як опорно-транзитні.

Таким чином підхід до вибору обладнання зв'язку, що буде використовуватися в компанії ПАТ „ЕК “Херсонобленерго”, був диференційованим і комплексним.

На першому етапі виконання робіт по створенню корпоративної мережі зв'язку компанії в 2007-2013 роках було побудовано радіорелейні лінії що розташовані вздовж річки Дніпр, а саме Херсон - Цюрупинськ – Гола Пристань, Цюрупинськ – Токарівка - Н-Каховка – Берислав – Каховка на базі радіорелейного обладнання типу SAF та CERAGON. Лінія передавання даних Цюрупинськ - Адмінбудівля ХОЕ (вул. Перекопська, 178) на базі ширококутового радіообладнання Airmux-200, з'єднало єдиною мережею зв'язку та передавання даних персонал віддалено розташованих структурних підрозділів ПАТ „ЕК “Херсонобленерго” - складських та ремонтних

приміщень які розміщені в різних кутках міста Херсону (склади відділу ОМТС, гараж служби транспорту, майстерні цеху підготовки

виробництва), а також забезпечило організацію високошвидкісних каналів передавання даних і зв'язку для персоналу ХМЕМ.

У 2012 році на базі радіорелейного обладнання типу CERAGON побудована радіорелейна лінія Адмінбудівля ХОЕ (вул. Пестеля, 5) – ХМЕМ (вул. Робоча, 82-Б) яка з'єднала їх єдиною мережею зв'язку та передавання даних та ліквідувало проблему роботи в програмному комплексі EnergyNet, а також забезпечило з'єднання двох цифрових АТС ще одним потоком Е1 та виділення окремого цифрового потоку Е1 на 30 з'єднувальних ліній для «горячої» лінії (48-06-06) прийому телефонних дзвінків про пошкодження електромереж та відсутність електропостачання. Також у цьому році побудовано радіорелейну лінію Херсон – Виноградово яка забезпечила можливість організації каналу передавання даних телеметрії і зв'язку з ПС «Виноградово».

У 2014 році продовжено будівництво радіорелейних каналів зв'язку в південному напрямку, побудовано радіорелейну лінію зв'язку Виноградово – Скадовськ, що забезпечила можливість організації каналу передавання даних та зв'язку з диспетчерським пунктом Скадовського ВДЗРМ, а також дозволить підключити цифрову АТС та мережу передавання даних Скадовського ВДЗРМ за допомогою цифрового потоку Е1 та високошвидкісного каналу передавання даних до корпоративної мережі АТ „Херсонобленерго”.

У 2016 році розпочато перший етап по будівництву РРЛ зв'язку та передавання даних в південно-східному напрямку до якого ввійшли крупні енергетичні об'єкти регіону ПС-154 кВ “ГНС СОС” та ПС-154 кВ “Дудчино”.

У 2017 році розпочався другий етап створення системи автоматичної реєстрації аварійних відключень обладнання 41 підстанції 35 кВ, які забезпечують електропостачання 3-х районів, які розташовано на заході Херсонської області, а саме Білозерського, Цюрупинського та Голопристанського районів з загальною численністю споживачів, що становит % від загальної кількості. При цьому інформація з підстанцій передається до базових станцій за допомогою радіоканалу передавання даних на частоті 440-442 МГц, а далі через корпоративну мережу передавання даних яка будується за допомогою РРЛ зв'язку надходить до ОІК відповідного ВДЗРМ та АТ „Херсонобленерго”.

Для забезпечення надійного та безперервного надходження даних до ОІК АСДУ АТ «Херсонобленерго» та ОІК відповідного ДП ВДЗРМ з обладнання реєстрації відключень яке встановлено у 2017 року на 4 ПС 150 кВ та 15 ПС 35 кВ, у Компанії у 2017 році розгорнуто мережу відомчих каналів передавання даних, а саме побудовано 4 радіорелейних ліній та встановлення 4 базових і 13 абонентських станцій передавання даних по каналам радіозв'язку. У 2018 р. продовжується розбудова РРЛ зв'язку та передавання даних на базі обладнання ALCOMA AL-13F у Голопристанському районі Херсонської області, що забезпечило створення радіорелейного каналу зв'язку до ПС-150 кВ “Чулаковская”.

Згідно „Довгострокового плану технічного розвитку, переоснащення

та модернізації об'єктів електричних мереж 0,4-150 кВ на період 2022-2026 років АТ „Херсонобленерго” та враховуючи створення системи реєстрації відключень, продовжується розбудова РРЛ зв'язку та передавання даних на базі обладнання ALCOMA AL-13F у східному напрямку Херсонської області, для з'єднання відповідних програмних комплексів та створення єдиної захищеної інформаційної мережі ОІК до якого через корпоративну мережу радіозв'язку отримують доступ у 2022 році 66 підстанцій 35 кВ (Голопристанського ВДзРМ, Скадовського ВДзРМ, Новотроїцького ВДзРМ, Генічеського ВДзРМ, Чаплинського ВДзРМ, Іванівського ВДзРМ, Великолепетихського ВДзРМ та Високопільського ВДзРМ) та у 2023 році 51 ПС-35кВ (Олешківського ВДзРМ, Каховського ВДзРМ, Новокаховського ВДзРМ та Високопільсько ВДзРМ).

Отже на 2022-2026рр. передбачено розгортання мережі відомчих каналів передавання даних, а саме будівництво радіорелейних ліній:

- диспетчерський пункт В.Лепетихського ВДзРМ – ПС-150 кВ «Рубановка»;
- Каланчацька ділянка Чаплинківських ВДзРМ – ПС-150 кВ «Виноградово»;
- ПС-35 кВ «Аскания Нова» – ПС-35 кВ «Чкалово»;
- ПС-150 кВ «Рубановка» — Н.Сірогозька ділянка Іванівських ВДзРМ;
- ПС-150кВ «Н.Тимофеевка» — ПС-35кВ «Чкалово»
- Н.Сірогозька ділянка Іванівського ВДзРМ — Іванівське ВДзРМ
- ПС-150кВ «Чулаковка» — ПС-35кВ «Н.Збурьевка»
- ПС-35кВ «Высоковская» — Токарівка

Будівництво цих радіорелейних ліній не тільки дозволить забезпечити надійними каналами диспетчерського зв'язку та передавання телеметричних даних з підстанції цих регіонів, а також дозволить підключити цифрові АТС та мережу передавання даних Каланчацької ділянки Чаплинківського ВДзРМ, Новотроїцького ВДзРМ, Генічеського ВДзРМ, Н.Сірогозької ділянки Іванівського ВДзРМ та Іванівського ВДзРМ за допомогою високошвидкісного каналу передавання даних до корпоративної мережі АТ “Херсонобленерго”.

Побудова радіорелейної лінії зв'язку В.Лепетиха – ПС-150 кВ «Рубановка» на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних.

Згідно кодексу системи розподілу (КСР) (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2) відноситься до критерію заходів з розвитку системи розподілу – 8, а саме розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

У 2022 році продовжується етап будівництва магістральних каналів зв'язку та передавання даних для з'єднання відповідних програмних комплексів та створення єдиної захищеної інформаційної мережі ОІК при цьому канали зв'язку та телеметричної інформації з підстанцій передається до ОІК відповідного ВДЗРМ через корпоративну мережу передавання даних яка будується за допомогою РРЛ зв'язку типу ALCOMA AL-13F, крім цього до цього каналу зв'язку, підключається наявне радіо обладнання базової станції, яке за допомогою радіоканалу передавання даних на частоті 440-442 МГц, забезпечить прийом телеметричної інформації від ПС-35 кВ, що телемеханізуються системою реєстрації перерв електропостачання фідерів 10 кВ, з подальшою ретрансляцією даних через канал радіорелейного зв'язку до ОІК відповідного ВДЗРМ та далі до АТ “Херсонобленерго”.

Будівництво радіорелейної ліній В.Лепетиха – ПС-150 кВ «Рубановка» не тільки дозволить забезпечити надійними каналами передавання телеметричних даних з ПС-150 кВ «Рубановка» та 4 підстанції Б.Лепетихського ВДЗРМ, а також дозволить створити до них нові диспетчерські канали зв'язку та підключити ПС-150 кВ «Рубановка» та диспетчерський пункт Б.Лепетихського ВДЗРМ до корпоративної мережі зв'язку та передавання даних АТ “Херсонобленерго”.

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку В.Лепетиха – ПС-150 кВ «Рубановка» довжиною 22,3 км з використанням антенно-щоглових споруд висотою 22 м у с. Б.Лепетиха на території диспетчерського пункту Б.Лепетихського ВДЗРМ та антенно-щоглової споруди висотою 40 м у с. Рубанівка на території ПС-150 кВ «Рубановка».

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., с. В.Лепетиха, диспетчерський пункт В.Лепетихського ВДЗРМ	47° 0'32.17"C 33°44'43.25"В	22,3
2	Херсонська обл., с. Рубанівка , ПС-150 кВ «Рубановка»	47° 0'42.50"C 34° 8'11.95"В	

РРЛ В.Лепетиха – ПС-150 кВ «Рубановка» побудована на обладнанні ALCOMA AL13F з конфігурацією “1+0” в частотному діапазоні 13 ГГц. Кількість потоків E1 – 0, Ethernet – 1. Ліцензія 25 Мбіт.

№	Назва обладнання	Характеристики	Кількість
1	IDU - ODU ALCOMA AL13F		2
	Ширина частотного каналу	28 МГц	
	Частоти (TX/RX)	12821/13087 МГц	
	Максимальна потужність передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антенa 13ГГц (1.2м)		2
3	Маршрутизатор Cisco 891-K9		2
4	Голосовий шлюз CISCO SPA 8800		2
5	Система безперебійного живлення ЦРПЛ 220В/48В, JSD-300-545-DIN2		2
6	Резервне джерело живлення TS-200-248В, DC/AC інвертор		2
7	Шафа телекомунікаційна 19” 600х600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 891-K9 забезпечує маршрутизацію вхідного Ethernet потоку між напрямками В.Лепетиха – ПС-150 кВ «Рубановка». Голосовий шлюз CISCO SPA 8800 забезпечує підключення 4 абонентських ліній (FXS) та 4 лінії АТС (FXO) на ПС-150 кВ «Рубановка».

Таким чином загальна вартість побудови радіорелейної лінії зв'язку В.Лепетиха – ПС-150 кВ «Рубановка» на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних складатиме **950,00 тис.грн.** без ПДВ

Техніко-економічне обґрунтування, щодо побудови радіорелейної лінії зв'язку В.Лепетиха – ПС-150 кВ «Рубановка» на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних.

Данні заходи відповідають 8 критерію п.3.2.6. Кодексу Системи розподілу, а саме розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

Цифрові радіорелейні лінії зв'язку призначені для організації цифрових каналів передачі даних. Передача даних здійснюється через систему ретрансляторів та базових станцій які розгортаються в короткий час, мають централізоване управління та діагностику лінії, малу енергетику, високу надійність.

Будівництво сучасної системи радіорелейного та радіо зв'язку дозволить об'єднати у єдину інформаційну мережу, мережі телефонного зв'язку та локальну обчислювальну мережу передачі даних з усіх підрозділів АТ «Херсонобленерго».

У 2022 році на базі радіорелейного обладнання типу АЛКОМА передбачено будівництво РРЛ В.Лепетиха – ПС-150 кВ «Рубановка», що

дозволить забезпечити на першому етапі каналами диспетчерського зв'язку та передавання телеметричних даних, АСКУЕ з ПС-35 кВ "Б.Лепетиха".

Враховуючи вищевикладене можна стверджувати, що придбання та встановлення радіорелейних станцій значно підвищує оперативність ліквідації аварійних ушкоджень у електричних мережах, що зменшує недовідпустку електроенергії. Тобто покращуються показники надійності електропостачання SAIDI (індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні) та SAIFI (індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні).

За розрахунками та досвідом Компанії, після встановлення РРС ліквідація одного відключення зменшується у середньому на три години. (без пристроїв телемеханіки ліквідація одного відключення, у середньому, - 6 годин)

1 година відключення дорівнює 180 кВт (розподільчі мережі) та 500 кВт (мережі 35-150 кВ), таким чином:

$$180 \cdot 3 = 540 \text{ кВт г}$$

$$500 \cdot 3 = 1500 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 0,61 грн/кВт г.

Зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень становить

В лік. = $0,61 \cdot 540 = 329,4$ грн. по одному відключенню у розподільчих мережах.

В лік. = $0,61 \cdot 1500 = 915$ грн. по одному відключенню у мережах 35-150 кВ.

У середньому, у мережах на місяць трапляється орієнтовно 7 відключень у мережах 35-150 кВ та понад 165 відключень у мережах 0,4-10 кВ.

Таким чином, загальне зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень за рік у мережах 0,4-150 кВ становить

В лік. = $329,4 \cdot 165 \cdot 12 + 915 \cdot 7 \cdot 12 = 652\,212 + 76\,860 = 729\,072$ грн (607 560 грн без ПДВ).

До додаткових отриманих переваг від дистанційного вимірювання та переключення можна віднести:

- економію палива для транспорту;
- економію часу.

У середньому за досвідом Компанії, економія палива для транспорту за рахунок впровадження РРС що прискорює пошуки місця пошкодження у електричних мережах дорівнює у середньому за рік 53 539 грн. (44 616 грн без ПДВ).

Крім того, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укртелекому та ін.). На даний час оренда одного потоку в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення РРС дозволяє організувати 16 нових потоків.

При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = $16 \cdot 5000,0 \cdot 12 = 960\,000$ грн щорічно. (800 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект організації РРС :

Езаг. = 729 072+53 539 = 782 611грн або 652 176 грн (без ПДВ).

Приблизна вартість монтажу обладнання РРС становить:

- Середня вартість обладнання 1 радіорелейної станції, що відповідає вимогам високої надійності (напрацювання до відмови не менше 50 000 годин), перепускної спроможності (потік у 155 мБит/с “Ethernet”) з комунікаційним обладнанням зв’язку становить 300,0 тис. грн без ПДВ;
- Придбання допоміжного обладнання (Шафа телекомунікаційна, БЖ, АКБ, грозозахист та заземлення) на одну точку становить 100,0 тис.грн. (без ПДВ);
- Середня вартість інсталяції 1 радіорелейної лінії становить 150,0 тис.грн. (без ПДВ);

Впровадження реалізації даного проекту передбачає закупку та монтування РРС “ALCOMA” на наступний інтервал об’єктів компанії: В.Лепетиха – ПС-150 кВ «Рубановка»

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу РРЛ В.Лепетиха – ПС-150 кВ «Рубановка» становитиме 950,0 тис.грн. (без ПДВ)

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{ок.} = 950,0 / 652,176 = 1,46 \text{ р.}$$

Побудова радіорелейної лінії зв’язку Каланчак – ПС-150 кВ «Виноградово» на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв’язку та передавання даних.

Згідно кодексу системи розподілу (КСР) (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2) відноситься до критерію заходів з розвитку системи розподілу – 8, а саме розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

У 2022 році продовжується етап будівництва магістральних каналів зв’язку та передавання даних для з’єднання відповідних програмних комплексів та створення єдиної захищеної інформаційної мережі ОІК при цьому канали зв’язку та телеметричної інформації з підстанцій передається до ОІК відповідного ВДЗРМ через корпоративну мережу передавання даних яка будується за допомогою РРЛ зв’язку типу ALCOMA AL-13F, крім цього до цього каналу зв’язку, підключається наявне радіо обладнання базової станцій, яке за допомогою радіоканалу передавання даних на частоті 440-442 МГц, забезпечить прийом телеметричної інформації від ПС-35 кВ, що телемеханізуються системою реєстрації перерв електропостачання фідерів 10 кВ, з подальшою ретрансляцією даних через канал радіорелейного зв’язку до ОІК відповідного ВДЗРМ та далі до АТ “Херсонобленерго”.

Будівництво радіорелейної ліній Каланчак – ПС-150 кВ «Виноградово» не тільки дозволить забезпечити надійними каналами передавання телеметричних даних з ПС-150 кВ «Виноградово», а також дозволить створити до них нові диспетчерські канали зв’язку та підключити

ПС-150 кВ «Виноградово» та Каланчацьке відділення Чаплинських ВДЗРМ до корпоративної мережі зв'язку та передавання даних АТ “Херсонобленерго”.

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку Каланчак – ПС-150 кВ «Виноградово» довжиною 25,6 км з використанням антенно-щоглових споруд висотою 22 м у смт. Каланчак на території Каланчацького відділення Чаплинського ВДЗРМ та антенно-щоглової споруди висотою 40 м у с. Виноградове на території ПС-150 кВ «Виноградово».

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., смт. Каланчак, Каланчацьке відділення Чаплинського ВДЗРМ	46°15'59.88"Пн 33°16'55.66"С	25,7
2	Херсонська обл., с. Виноградове, ПС-150 кВ «Виноградово»	46°20'53.70"Пн 32°58'7.78"С	

РРЛ Каланчак – ПС-150 кВ «Виноградово» побудована на обладнанні ALCOMA AL13F з конфігурацією “1+0” в частотному діапазоні 13 ГГц. Кількість потоків E1 – 0, Ethernet – 1. Ліцензія 25 Мбіт.

№	Назва обладнання	Характеристики	Кількість
1	IDU - ODU ALCOMA AL13F		2
	Ширина частотного каналу	28 МГц	
	Частоти (TX/RX)	12821/13087 МГц	
	Максимальна потужність передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антенна 13ГГц (1.2м)		2
3	Маршрутизатор Cisco 891-K9		2
4	Голосовий шлюз CISCO SPA 8800		2
5	Система безперебійного живлення ЦРРЛ 220В/48В, JSD-300-545-DIN2		2
6	Резервне джерело живлення TS-200-248В, DC/AC інвертор		2
7	Шафа телекомунікаційна 19” 600х600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 891-K9 забезпечує маршрутизацію вхідного Ethernet потоку між напрямками Каланчак – ПС-150 кВ «Виноградово». Голосовий шлюз CISCO SPA 8800 забезпечує підключення 4 абонентських ліній (FXS) та 4 лінії АТС (FXO) на ПС-150 кВ «Виноградово».

Таким чином загальна вартість побудови радіорелейної лінії зв'язку – ПС-150 кВ «Виноградово» на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних складатиме **900,00 тис.грн.** без ПДВ

Техніко-економічне обґрунтування, щодо побудови радіорелейної лінії зв'язку Каланчак – ПС-150 кВ «Виноградово» на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних.

Данні заходи відповідають 8 критерію п.3.2.6. Кодексу Системи розподілу, а саме розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

Цифрові радіорелейні лінії зв'язку призначені для організації цифрових каналів передачі даних. Передача даних здійснюється через систему ретрансляторів та базових станцій які розгортаються в короткий час, мають централізоване управління та діагностику лінії, малу енергетику, високу надійність.

Будівництво сучасної системи радіорелейного та радіо зв'язку дозволить об'єднати у єдину інформаційну мережу, мережі телефонного зв'язку та локальну обчислювальну мережу передачі даних з усіх підрозділів АТ «Херсонобленерго».

У 2022 році на базі радіорелейного обладнання типу АЛКОМА передбачено будівництво РРЛ Каланчак – ПС-150 кВ «Виноградово», що дозволить забезпечити на першому етапі каналами диспетчерського зв'язку та передавання телеметричних даних, АСКУЕ з ПС-35 кВ.

Враховуючи вищевикладене можна стверджувати, що придбання та встановлення радіорелейних станцій значно підвищує оперативність ліквідації аварійних ушкоджень у електричних мережах, що зменшує недовідпустку електроенергії. Тобто покращуються показники надійності електропостачання SAIDI (індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні) та SAIFI (індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні).

За розрахунками та досвідом Компанії, після встановлення РРС ліквідація одного відключення зменшується у середньому на три години. (без пристроїв телемеханіки ліквідація одного відключення, у середньому, - 6 годин)

1 година відключення дорівнює 180 кВт (розподільчі мережі) та 500 кВт (мережі 35-150 кВ), таким чином:

$$180 \cdot 3 = 540 \text{ кВт г}$$

$$500 \cdot 3 = 1500 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 0,61 грн/кВт г.

Зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень становить

В лік. = $0,61 \cdot 540 = 329,4$ грн. по одному відключенню у розподільчих мережах.

В лік. = $0,61 \cdot 1500 = 915$ грн. по одному відключенню у мережах 35-150 кВ.

У середньому, у мережах на місяць трапляється орієнтовно 7 відключень у мережах 35-150 кВ та понад 165 відключень у мережах 0,4-10 кВ .

Таким чином, загальне зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень за рік у мережах 0,4-150 кВ становить

Влік. = $329,4 \cdot 165 \cdot 12 + 915 \cdot 7 \cdot 12 = 652\,212 + 76\,860 = 729\,072$ грн (607 560 грн без ПДВ).

До додаткових отриманих переваг від дистанційного вимірювання та переключення можна віднести:

- економію палива для транспорту;
- економію часу.

У середньому за досвідом Компанії, економія палива для транспорту за рахунок впровадження РРС що прискорює пошуки місця пошкодження у електричних мережах дорівнює у середньому за рік 53 539 грн. (44 616 грн без ПДВ).

Крім того, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укретелекому та ін.). На даний час оренда одного потоку в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення РРС дозволяє організувати 16 нових потоків.

При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = $16 \cdot 5000,0 \cdot 12 = 960\,000$ грн щорічно. (800 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект організації РРС :

Езаг. = $729\,072 + 53\,539 = 782\,611$ грн або 652 176 грн (без ПДВ).

Приблизна вартість монтажу обладнання РРС становить:

- Середня вартість обладнання 1 радіорелейної станції, що відповідає вимогам високої надійності (напрацювання до відмови не менше 50 000 годин), перепускної спроможності (потік у 155 мБит/с "Ethernet") з комунікаційним обладнанням зв'язку становить 300,0 тис. грн без ПДВ;
- Придбання допоміжного обладнання (Шафа телекомунікаційна, БЖ, АКБ, грозозахист та заземлення) на одну точку становить 100,0 тис.грн. (без ПДВ);
- Середня вартість інсталяції 1 радіорелейної лінії становить 150,0 тис.грн. (без ПДВ);

Впровадження реалізації даного проекту передбачає закупку та монтування РРС "ALCOMA" на наступний інтервал об'єктів компанії: Каланчак – ПС-150 кВ «Виноградovo»

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу РРЛ Каланчак – ПС-150 кВ «Виноградovo» становитиме 900,0 тис.грн. (без ПДВ)

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$T_{ок.} = 900,0 / 652,176 = 1,38$ р.

Побудова радіорелейної лінії зв'язку ПС-35 кВ «Асканія Нова» – ПС-35 кВ «Чкалово» на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних.

Згідно кодексу системи розподілу (КСР) (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2) відноситься до критерію заходів з розвитку системи розподілу – 8, а саме розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

У 2022 році продовжується етап будівництва магістральних каналів зв'язку та передавання даних для з'єднання відповідних програмних комплексів та створення єдиної захищеної інформаційної мережі ОІК при цьому канали зв'язку та телеметричної інформації з підстанцій передається до ОІК відповідного ВДЗРМ через корпоративну мережу передавання даних яка будується за допомогою РРЛ зв'язку типу ALCOMA AL-13F, крім цього до цього каналу зв'язку, підключається наявне радіо обладнання базової станції, яке за допомогою радіоканалу передавання даних на частоті 440-442 МГц, забезпечить прийом телеметричної інформації від ПС-35 кВ, що телемеханізуються системою реєстрації перерв електропостачання фідерів 10 кВ, з подальшою ретрансляцією даних через канал радіорелейного зв'язку до ОІК відповідного ВДЗРМ та далі до АТ «Херсонобленерго».

Будівництво радіорелейної ліній зв'язку ПС-35 кВ «Асканія Нова» – ПС-35 кВ «Чкалово» не тільки дозволить забезпечити надійними каналами передавання телеметричних даних з ПС-35 кВ «Асканія Нова» та ПС-35 кВ «Чкалово», а також дозволить створити надійні канали передачі даних з інших ПС-35кВ, котрі підключаються до них за допомогою радіо модемів, до ОІК відповідного ВДЗРМ та далі до АТ «Херсонобленерго»

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку ПС-35 кВ «Асканія Нова» – ПС-35 кВ «Чкалово» довжиною 21,9 км з використанням антенно-щоглових споруд висотою 20 м у смт. Асканія-Нова на території ПС-35 кВ «Асканія Нова» та антенно-щоглової споруди висотою 20 м у с. Чкалове на території ПС-35 кВ «Чкалово».

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., смт. Асканія-Нова, ПС-35 кВ «Асканія Нова»	46°28'16.39"Пн 33°53'15.46"С	21,9
2	Херсонська обл., с. Чкалове, ПС-35 кВ «Чкалово»	46°28'44.38"Пн 34°10'26.02"С	

РРЛ ПС-35 кВ «Асканія Нова» – ПС-35 кВ «Чкалово» побудована на обладнанні ALCOMA AL13F з конфігурацією «1+0» в частотному діапазоні 13 ГГц. Кількість потоків E1 – 0, Ethernet – 1. Ліцензія 25 Мбіт.

№	Назва обладнання	Характеристики	Кількість
1	IDU - ODU ALCOMA AL13F		2
	Ширина частотного каналу	28 МГц	
	Частоти (TX/RX)	12821/13087 МГц	
	Максимальна потужність передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антенa 13ГГц (1.2м)		2
3	Маршрутизатор Cisco 891-K9		2
4	Голосовий шлюз CISCO SPA 8800		2
5	Система безперебійного живлення ЦРПЛ 220В/48В, JSD-300-545-DIN2		2
6	Резервне джерело живлення TS-200-248В, DC/AC інвертор		2
7	Шафа телекомунікаційна 19” 600x600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 891-K9 забезпечує маршрутизацію вхідного Ethernet потоку між напрямками ПС-35 кВ «Асканія Нова» – ПС-35 кВ «Чкалово».

Таким чином загальна вартість побудови радіорелейної лінії зв'язку ПС-35 кВ «Асканія Нова» – ПС-35 кВ «Чкалово» на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних складатиме **900,00 тис.грн. без ПДВ**

Техніко-економічне обґрунтування, щодо побудови радіорелейної лінії зв'язку ПС-35 кВ «Асканія Нова» – ПС-35 кВ «Чкалово» на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних.

Данні заходи відповідають 8 критерію п.3.2.6. Кодексу Системи розподілу, а саме розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

Цифрові радіорелейні лінії зв'язку призначені для організації цифрових каналів передачі даних. Передача даних здійснюється через систему ретрансляторів та базових станцій які розгортаються в короткий час, мають централізоване управління та діагностику лінії, малу енергетику, високу надійність.

Будівництво сучасної системи радіорелейного та радіо зв'язку дозволить об'єднати у єдину інформаційну мережу, мережі телефонного зв'язку та локальну обчислювальну мережу передачі даних з усіх підрозділів АТ «Херсонобленерго».

У 2022 році на базі радіорелейного обладнання типу АЛКОМА передбачено будівництво РПЛ ПС-35 кВ «Асканія Нова» – ПС-35 кВ «Чкалово», що дозволить забезпечити на першому етапі каналами

диспетчерського зв'язку та передавання телеметричних даних, АСКУЕ з ПС-35 кВ.

Враховуючи вищевикладене можна стверджувати, що придбання та встановлення радіорелейних станцій значно підвищує оперативність ліквідації аварійних ушкоджень у електричних мережах, що зменшує недовідпустку електроенергії. Тобто покращуються показники надійності електропостачання SAIDI (індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні) та SAIFI (індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні).

За розрахунками та досвідом Компанії, після встановлення РРС ліквідація одного відключення зменшується у середньому на три години. (без пристроїв телемеханіки ліквідація одного відключення, у середньому, - 6 годин)

1 година відключення дорівнює 180 кВт (розподільчі мережі) та 500 кВт (мережі 35-150 кВ), таким чином:

$$180 \cdot 3 = 540 \text{ кВт г}$$

$$500 \cdot 3 = 1500 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 0,61 грн/кВт г.

Зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень становить

В лік. = $0,61 \cdot 540 = 329,4$ грн. по одному відключенню у розподільчих мережах.

В лік. = $0,61 \cdot 1500 = 915$ грн. по одному відключенню у мережах 35-150 кВ.

У середньому, у мережах на місяць трапляється орієнтовно 7 відключень у мережах 35-150 кВ та понад 165 відключень у мережах 0,4-10 кВ.

Таким чином, загальне зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень за рік у мережах 0,4-150 кВ становить

В лік. = $329,4 \cdot 165 \cdot 12 + 915 \cdot 7 \cdot 12 = 652\,212 + 76\,860 = 729\,072$ грн (607 560 грн без ПДВ).

До додаткових отриманих переваг від дистанційного вимірювання та переключення можна віднести:

- економію палива для транспорту;
- економію часу.

У середньому за досвідом Компанії, економія палива для транспорту за рахунок впровадження РРС що прискорює пошуки місця пошкодження у електричних мережах дорівнює у середньому за рік 53 539 грн. (44 616 грн без ПДВ).

Крім того, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укртелекому та ін.). На даний час оренда одного потоку в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення РРС дозволяє організувати 16 нових потоків.

При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = $16 \cdot 5000,0 \cdot 12 = 960\,000$ грн щорічно. (800 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект організації РРС :

Езаг. = 729 072+53 539 = 782 611грн або 652 176 грн (без ПДВ).

Приблизна вартість монтажу обладнання РРС становить:

- Середня вартість обладнання 1 радіорелейної станції, що відповідає вимогам високої надійності (напрацювання до відмови не менше 50 000 годин), перепускної спроможності (потік у 155 мБит/с “Ethernet”) з комунікаційним обладнанням зв’язку становить 300,0 тис. грн без ПДВ;
- Придбання допоміжного обладнання (Шафа телекомунікаційна, БЖ, АКБ, грозозахист та заземлення) на одну точку становить 100,0 тис.грн. (без ПДВ);
- Середня вартість інсталяції 1 радіорелейної лінії становить 150,0 тис.грн. (без ПДВ);

Впровадження реалізації даного проекту передбачає закупку та монтування РРС “ALCOMA” на наступний інтервал об’єктів компанії: ПС-35 кВ «Аскания Нова» – ПС-35 кВ «Чкалово»

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу РРЛ ПС-35 кВ «Аскания Нова» – ПС-35 кВ «Чкалово» становитиме 900,0 тис.грн. (без ПДВ)

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{ок.} = 900,0 / 652,176 = 1,38 \text{ р.}$$

Побудова радіорелейної лінії зв'язку ПС-150 кВ «Рубановка» - Н.Сірогози на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних.

Згідно кодексу системи розподілу (КСР) (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2) відноситься до критерію заходів з розвитку системи розподілу – 8, а саме розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

У 2023 році продовжується етап будівництва магістральних каналів зв'язку та передавання даних для з'єднання відповідних програмних комплексів та створення єдиної захищеної інформаційної мережі ОІК при цьому канали зв'язку та телеметричної інформації з підстанцій передається до ОІК відповідного ВДЗРМ через корпоративну мережу передавання даних яка будується за допомогою РРЛ зв'язку типу ALCOMA AL-13F, крім цього до цього каналу зв'язку, підключається наявне радіо обладнання базової станції,

яке за допомогою радіоканалу передавання даних на частоті 440-442 МГц, забезпечить прийом телеметричної інформації від ПС-35 кВ, що телемеханізуються системою реєстрації перерв електропостачання фідерів 10 кВ, з подальшою ретрансляцією даних через канал радіорелейного зв'язку до ОІК відповідного ВДЗРМ та далі до АТ «Херсонобленерго».

Будівництво радіорелейної ліній ПС-150 кВ «Рубановка» - Н.Сірогози не тільки дозволить забезпечити надійними каналами передавання телеметричних даних з 4 підстанції Н.Сірогозької дільниці Іванівського ВДЗРМ, а також дозволить створити до них нові диспетчерські канали зв'язку та підключити Н.Сірогозьку дільницю Іванівського ВДЗРМ до корпоративної мережі зв'язку та передавання даних АТ «Херсонобленерго».

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку ПС-150 кВ «Рубановка» - Н.Сірогози довжиною 25,3 км з використанням антенно-щоглової споруди висотою 40 м у с. Рубанівка на території ПС-150 кВ «Рубановка» та антенно-щоглової споруди висотою 20 м у с.Н.Сірогози на території Н.Сірогозької дільниці Іванівського ВДЗРМ.

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., с. Рубанівка , ПС-150 кВ «Рубановка»	47° 0'42.50"С 34° 8'11.95"В	25,3
2	Херсонська обл., с. Н.Сірогози, Н.Сірогозька дільниця Іванівського ВДЗРМ	46°51'21.84"С 34°22'45.64"В	

РРЛ ПС-150 кВ «Рубановка» - Н.Сєрогози побудована на обладнанні ALCOMA AL13F з конфігурацією "1+0" в частотному діапазоні 13 ГГц. Кількість потоків E1 – 0, Ethernet – 1. Ліцензія 25 Мбіт.

№	Назва обладнання	Характеристики	Кількість
1	IDU - ODU ALCOMA AL13F		2
	Ширина частотного каналу	28 МГц	
	Частоти (TX/RX)	12821/13087 МГц	
	Максимальна потужність передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антенa 13ГГц (1.2м)		2
3	Маршрутизатор Cisco 891-K9		2
4	Голосовий шлюз CISCO SPA 8800		2
5	Система безперебійного живлення ЦРРЛ 220В/48В, JSD-300-545-DIN2		2
6	Резервне джерело живлення TS-200-248В, DC/AC інвертор		2
7	Шафа телекомунікаційна 19" 600x600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 891-K9 забезпечує маршрутизацію вхідного Ethernet потоку між напрямками ПС-150 кВ «Рубановка» - Н.Сєрогози. Голосовий шлюз CISCO SPA 8800 забезпечує підключення 4 абонентських ліній (FXS) та 4 лінії АТС (FXO) на диспетчерського пункту Н.Сірогозької дільниці Іванівського ВДЗРМ та магістральне з'єднання з АТС Н.Сірогозької дільниці Іванівського ВДЗРМ.

Таким чином загальна вартість побудови радіорелейної лінії зв'язку ПС-150 кВ «Рубановка» - Н.Сєрогози на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних складатиме **1000,00 тис.грн.** без ПДВ

Техніко-економічне обґрунтування, щодо побудови радіорелейної лінії зв'язку ПС-150 кВ «Рубановка» - Н.Сєрогози на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних.

Данні заходи відповідають 8 критерію п.3.2.6. Кодексу Системи розподілу, а саме розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

Цифрові радіорелейні лінії зв'язку призначені для організації цифрових каналів передачі даних. Передача даних здійснюється через систему ретрансляторів та базових станцій які розгортаються в короткий час, мають централізоване управління та діагностику лінії, малу енергетику, високу надійність.

Будівництво сучасної системи радіорелейного та радіо зв'язку дозволить об'єднати у єдину інформаційну мережу, мережі телефонного

зв'язку та локальну обчислювальну мережу передачі даних з усіх підрозділів АТ «Херсонобленерго».

У 2023 році на базі радіорелейного обладнання типу АЛКОМА передбачено будівництво РРЛ ПС-154 кВ “Рубановка” - ПС-35 кВ “Н.Серогози”, що дозволить забезпечити на першому етапі каналами диспетчерського зв'язку та передавання телеметричних даних, АСКУЕ з ПС-35 кВ “Н.Серогози”.

Враховуючи вищевикладене можна стверджувати, що придбання та встановлення радіорелейних станцій значно підвищує оперативність ліквідації аварійних ушкоджень у електричних мережах, що зменшує недовідпустку електроенергії. Тобто покращуються показники надійності електропостачання SAIDI (індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні) та SAIFI (індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні).

За розрахунками та досвідом Компанії, після встановлення РРС ліквідація одного відключення зменшується у середньому на три години. (без пристроїв телемеханіки ліквідація одного відключення, у середньому, - 6 годин)

1 година відключення дорівнює 180 кВт (розподільчі мережі) та 500 кВт (мережі 35-150 кВ), таким чином:

$$180 \cdot 3 = 540 \text{ кВт г}$$

$$500 \cdot 3 = 1500 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 0,61 грн/кВт г.

Зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень становить

В лік. = $0,61 \cdot 540 = 329,4$ грн. по одному відключенню у розподільчих мережах.

В лік. = $0,61 \cdot 1500 = 915$ грн. по одному відключенню у мережах 35-150 кВ.

У середньому, у мережах на місяць трапляється орієнтовно 7 відключень у мережах 35-150 кВ та понад 165 відключень у мережах 0,4-10 кВ.

Таким чином, загальне зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень за рік у мережах 0,4-150 кВ становить

В лік. = $329,4 \cdot 165 \cdot 12 + 915 \cdot 7 \cdot 12 = 652\,212 + 76\,860 = 729\,072$ грн (607 560 грн без ПДВ).

До додаткових отриманих переваг від дистанційного вимірювання та переключення можна віднести:

- економію палива для транспорту;
- економію часу.

У середньому за досвідом Компанії, економія палива для транспорту за рахунок впровадження РРС що прискорює пошуки місця пошкодження у електричних мережах дорівнює у середньому за рік 53 539 грн. (44 616 грн без ПДВ).

Крім того, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укретелекому та ін.). На даний час оренда одного потоку в місяць у середньому дорівнює

5000,0 грн за 100 км. Встановлення РРС дозволяє організувати 16 нових потоків.

При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = $16 * 5000,0 * 12 = 960\ 000$ грн щорічно. (800 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект організації РРС :

Езаг. = $729\ 072 + 53\ 539 = 782\ 611$ грн або 652 176 грн (без ПДВ).

Приблизна вартість монтажу обладнання РРС становить:

- Середня вартість обладнання 1 радіорелейної станції, що відповідає вимогам високої надійності (напрацювання до відмови не менше 50 000 годин), перепускної спроможності (потік у 155 мБит/с "Ethernet") з комунікаційним обладнанням зв'язку становить 300,0 тис. грн без ПДВ;

- Придбання допоміжного обладнання (Шафа телекомунікаційна, БЖ, АКБ, грозозахист та заземлення) на одну точку становить 100,0 тис.грн. (без ПДВ);

- Середня вартість інсталяції 1 радіорелейної лінії становить 150,0 тис.грн. (без ПДВ);

Впровадження реалізації даного проекту передбачає закупку та монтування РРС "ALCOMA" на наступний інтервал об'єктів компанії: ПС-154 кВ "Рубановка" - ПС-35 кВ "Н.Серогози".

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу РРЛ ПС-154 кВ "Рубановка" - ПС-35 кВ "Н.Серогози" становитиме 1000,0 тис.грн. (без ПДВ)

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$T_{ок.} = 1000,0 / 652,176 = 1,53$ р.

Побудова радіорелейної лінії зв'язку ПС-150кВ «Н.Тимофеевка» - ПС-35кВ «Чкалово» на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних.

Згідно кодексу системи розподілу (КСР) (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2) відноситься до критерію заходів з розвитку системи розподілу – 8, а саме розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

У 2023 році продовжується етап будівництва магістральних каналів зв'язку та передавання даних для з'єднання відповідних програмних комплексів та створення єдиної захищеної інформаційної мережі ОІК при цьому канали зв'язку та телеметричної інформації з підстанцій передається до ОІК відповідного ВДзРМ через корпоративну мережу передавання даних яка будується за допомогою РРЛ зв'язку типу ALCOMA AL-13F, крім цього до цього каналу зв'язку, підключається наявне радіо обладнання базової станцій,

яке за допомогою радіоканалу передавання даних на частоті 440-442 МГц, забезпечить прийом телеметричної інформації від ПС-35 кВ, що телемеханізуються системою реєстрації перерв електропостачання фідерів 10 кВ, з подальшою ретрансляцією даних через канал радіорелейного зв'язку до ОІК відповідного ВДЗРМ та далі до АТ "Херсонобленерго".

Будівництво радіорелейної ліній ПС-150кВ «Н.Тимофеевка» - ПС-35кВ «Чкалово» не тільки дозволить забезпечити надійними каналами передавання телеметричних даних з ПС-150 кВ «Н.Тимофеевка», а також дозволить створити до них нові диспетчерські канали зв'язку та підключити ПС-150 кВ «Н.Тимофеевка» та ПС-35кВ «Чкалово» до корпоративної мережі зв'язку та передавання даних АТ "Херсонобленерго".

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку ПС-150кВ «Н.Тимофеевка» - ПС-35кВ «Чкалово» довжиною 21,1 км з використанням антенно-щоглової споруди висотою 20 м у с. Тимофіївка на території ПС-150 кВ «Н.Тимофеевка» та антенно-щоглової споруди висотою 20 м у с. Чкалово на території ПС-35 кВ «Чкалово».

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., с. Тимофіївка, ПС-150 кВ «Н.Тимофеевка»	46°34'15.04"Пн 34°24'58.35"С	21,1
2	Херсонська обл., с. Чкалово, ПС-35 кВ «Чкалово»	46°28'44.38"Пн 34°10'26.02"С	

РРЛ ПС-150кВ «Н.Тимофеевка» - ПС-35кВ «Чкалово» побудована на обладнанні ALCOMA AL13F з конфігурацією "1+0" в частотному діапазоні 13 ГГц. Кількість потоків E1 – 0, Ethernet – 1. Ліцензія 25 Мбіт.

№	Назва обладнання	Характеристики	Кількість
1	IDU - ODU ALCOMA AL13F		2
	Ширина частотного каналу	28 МГц	
	Частоти (TX/RX)	12821/13087 МГц	
	Максимальна потужність передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антенна 13ГГц (1.2м)		2
3	Маршрутизатор Cisco 891-K9		2
4	Голосовий шлюз CISCO SPA 8800		2
5	Система безперебійного живлення ЦРРЛ 220В/48В, JSD-300-545-DIN2		2
6	Резервне джерело живлення TS-200-248В, DC/AC інвертор		2
7	Шафа телекомунікаційна 19" 600х600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 891-K9 забезпечує маршрутизацію вхідного Ethernet потоку між напрямками ПС-150кВ «Н.Тимофеевка» - ПС-35кВ «Чкалово». Голосовий шлюз CISCO SPA 8800 забезпечує підключення 4 абонентських ліній (FXS) на ПС-150кВ «Н.Тимофеевка».

Таким чином загальна вартість побудови радіорелейної лінії зв'язку ПС-150кВ «Н.Тимофеевка» - ПС-35кВ «Чкалово» на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних складатиме **950,00 тис.грн.** без ПДВ

Техніко-економічне обґрунтування, щодо побудови радіорелейної лінії зв'язку ПС-150кВ «Н.Тимофеевка» - ПС-35кВ «Чкалово» на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних.

Данні заходи відповідають 8 критерію п.3.2.6. Кодексу Системи розподілу, а саме розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

Цифрові радіорелейні лінії зв'язку призначені для організації цифрових каналів передачі даних. Передача даних здійснюється через систему ретрансляторів та базових станцій які розгортаються в короткий час, мають централізоване управління та діагностику лінії, малу енергетику, високу надійність.

Будівництво сучасної системи радіорелейного та радіо зв'язку дозволить об'єднати у єдину інформаційну мережу, мережі телефонного зв'язку та локальну обчислювальну мережу передачі даних з усіх підрозділів АТ «Херсонобленерго».

У 2023 році на базі радіорелейного обладнання типу АЛКОМА передбачено будівництво РРЛ ПС-150кВ «Н.Тимофеевка» - ПС-35кВ «Чкалово», що дозволить забезпечити на першому етапі каналами диспетчерського зв'язку та передавання телеметричних даних, АСКУЕ з ПС-35 кВ.

Враховуючи вищевикладене можна стверджувати, що придбання та встановлення радіорелейних станцій значно підвищує оперативність ліквідації аварійних ушкоджень у електричних мережах, що зменшує недовідпустку електроенергії. Тобто покращуються показники надійності електропостачання SAIDI (індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні) та SAIFI (індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні).

За розрахунками та досвідом Компанії, після встановлення РРС ліквідація одного відключення зменшується у середньому на три години. (без пристроїв телемеханіки ліквідація одного відключення, у середньому, - 6 годин)

1 година відключення дорівнює 180 кВт (розподільчі мережі) та 500 кВт (мережі 35-150 кВ), таким чином:

$$180 \cdot 3 = 540 \text{ кВт г}$$

$$500 \cdot 3 = 1500 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 0,61 грн/кВт г.

Зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень становить
В лік. = $0,61 * 540 = 329,4$ грн. по одному відключенню у розподільчих мережах.

В лік. = $0,61 * 1500 = 915$ грн. по одному відключенню у мережах 35-150 кВ.

У середньому, у мережах на місяць трапляється орієнтовно 7 відключень у мережах 35-150 кВ та понад 165 відключень у мережах 0,4-10 кВ .

Таким чином, загальне зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень за рік у мережах 0,4-150 кВ становить

Влік. = $329,4 * 165 * 12 + 915 * 7 * 12 = 652\ 212 + 76\ 860 = 729\ 072$ грн (607 560 грн без ПДВ).

До додаткових отриманих переваг від дистанційного вимірювання та переключення можна віднести:

- економію палива для транспорту;
- економію часу.

У середньому за досвідом Компанії, економія палива для транспорту за рахунок впровадження РРС що прискорює пошуки місця пошкодження у електричних мережах дорівнює у середньому за рік 53 539 грн. (44 616 грн без ПДВ).

Крім того, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укретелекому та ін.). На даний час оренда одного потоку в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення РРС дозволяє організувати 16 нових потоків.

При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = $16 * 5000,0 * 12 = 960\ 000$ грн щорічно. (800 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект організації РРС :

Езаг. = $729\ 072 + 53\ 539 = 782\ 611$ грн або 652 176 грн (без ПДВ).

Приблизна вартість монтажу обладнання РРС становить:

- Середня вартість обладнання 1 радіорелейної станції, що відповідає вимогам високої надійності (напрацювання до відмови не менше 50 000 годин), перепускної спроможності (потік у 155 мБит/с "Ethernet") з комунікаційним обладнанням зв'язку становить 300,0 тис. грн без ПДВ;
- Придбання допоміжного обладнання (Шафа телекомунікаційна, БЖ, АКБ, грозозахист та заземлення) на одну точку становить 100,0 тис.грн. (без ПДВ);
- Середня вартість інсталяції 1 радіорелейної лінії становить 150,0 тис.грн. (без ПДВ);

Впровадження реалізації даного проекту передбачає закупку та монтування РРС "ALCOMA" на наступний інтервал об'єктів компанії: ПС-150кВ «Н.Тимофеевка» - ПС-35кВ «Чкалово».

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу РРЛ ПС-150кВ «Н.Тимофеевка» - ПС-35кВ «Чкалово» становитиме 950,0 тис.грн. (без ПДВ)

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{ок.} = 950,0 / 652,176 = 1,46 \text{ р.}$$

Побудова радіорелейної лінії зв'язку Н.Сєрогози — Іванівка на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних.

Згідно кодексу системи розподілу (КСР) (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2) відноситься до критерію заходів з розвитку системи розподілу – 8, а саме розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

У 2024 році продовжується етап будівництва магістральних каналів зв'язку та передавання даних для з'єднання відповідних програмних комплексів та створення єдиної захищеної інформаційної мережі ОІК при цьому канали зв'язку та телеметричної інформації з підстанцій передається до ОІК відповідного ВДЗРМ через корпоративну мережу передавання даних яка будується за допомогою РРЛ зв'язку типу ALCOMA AL-13F, крім цього до цього каналу зв'язку, підключається наявне радіо обладнання базової станції, яке за допомогою радіоканалу передавання даних на частоті 440-442 МГц, забезпечить прийом телеметричної інформації від ПС-35 кВ, що телемеханізуються системою реєстрації перерв електропостачання фідерів 10 кВ, з подальшою ретрансляцією даних через канал радіорелейного зв'язку до ОІК відповідного ВДЗРМ та далі до АТ "Херсонобленерго".

Будівництво радіорелейної ліній Н.Сєрогози — Іванівка не тільки дозволить забезпечити надійними каналами передавання телеметричних даних з 4 підстанції Іванівського ВДЗРМ, а також дозволить створити до них нові диспетчерські канали зв'язку та підключити Іванівський ВДЗРМ до корпоративної мережі зв'язку та передавання даних АТ "Херсонобленерго".

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку Н.Сєрогози — Іванівка довжиною 20,0 км з використанням антенно-щоглових споруд висотою 20 м у с.Н.Сєрогози на території Н.Сєрогозької дільниці Іванівського ВДЗРМ та антенно-щоглової споруди висотою 20 м у с. Іванівка на території Іванівського ВДЗРМ.

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., с. Н.Сєрогози, Н.Сєрогозька дільниця Іванівського ВДЗРМ	46°51'21.84"C 34°22'45.64"В	20,0
2	Херсонська обл., с. Іванівка, Іванівське ВДЗРМ	46°43'2.06"C 34°32'40.86"В	

РРЛ Н.Сєрогози — Іванівка побудована на обладнанні ALCOMA AL13F з конфігурацією "1+0" в частотному діапазоні 13 ГГц. Кількість потоків E1 – 0, Ethernet – 1. Ліцензія 25 Мбіт.

№	Назва обладнання	Характеристики	Кількість
1	IDU - ODU ALCOMA AL13F		2
	Ширина частотного каналу	28 МГц	
	Частоти (TX/RX)	12821/13087 МГц	
	Максимальна потужність передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антенa 13ГГц (1.2м)		2
3	Маршрутизатор Cisco 891-K9		2
4	Голосовий шлюз CISCO SPA 8800		2
5	Система безперебійного живлення ЦРПЛ 220В/48В, JSD-300-545-DIN2		2
6	Резервне джерело живлення TS-200-248В, DC/AC інвертор		2
7	Шафа телекомунікаційна 19” 600х600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 891-K9 забезпечує маршрутизацію вхідного Ethernet потоку між напрямками Н.Серогози — Іванівка. Голосовий шлюз CISCO SPA 8800 забезпечує підключення 4 абонентських ліній (FXS) та 4 лінії АТС (FXO) на диспетчерського пункту Іванівського ВДЗРМ та магістральне з'єднання з АТС Іванівського ВДЗРМ.

Таким чином загальна вартість побудови радіорелейної лінії зв'язку Н.Серогози — Іванівка на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних складатиме **950,00 тис.грн.** без ПДВ.

Техніко-економічне обґрунтування, щодо побудови радіорелейної лінії зв'язку Н.Серогози — Іванівка на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних.

Данні заходи відповідають 8 критерію п.3.2.6. Кодексу Системи розподілу, а саме розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

Цифрові радіорелейні лінії зв'язку призначені для організації цифрових каналів передачі даних. Передача даних здійснюється через систему ретрансляторів та базових станцій які розгортаються в короткий час, мають централізоване управління та діагностику лінії, малу енергетику, високу надійність.

Будівництво сучасної системи радіорелейного та радіо зв'язку дозволить об'єднати у єдину інформаційну мережу, мережі телефонного зв'язку та локальну обчислювальну мережу передачі даних з усіх підрозділів АТ «Херсонобленерго».

У 2024 році на базі радіорелейного обладнання типу АЛКОМА передбачено будівництво РРЛ ПС-35 кВ “Н.Серогози” - ПС-35 кВ “Івановка”, що дозволить забезпечити на першому етапі каналами

диспетчерського зв'язку та передавання телеметричних даних, АСКУЕ з ПС-35 кВ "Івановка".

Враховуючи вищевикладене можна стверджувати, що придбання та встановлення радіорелейних станцій значно підвищує оперативність ліквідації аварійних ушкоджень у електричних мережах, що зменшує недовідпустку електроенергії. Тобто покращуються показники надійності електропостачання SAIDI (індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні) та SAIFI (індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні).

За розрахунками та досвідом Компанії, після встановлення РРС ліквідація одного відключення зменшується у середньому на три години. (без пристроїв телемеханіки ліквідація одного відключення, у середньому, - 6 годин)

1 година відключення дорівнює 180 кВт (розподільчі мережі) та 500 кВт (мережі 35-150 кВ), таким чином:

$$180 \cdot 3 = 540 \text{ кВт г}$$

$$500 \cdot 3 = 1500 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 0,61 грн/кВт г.

Зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень становить

В лік. = $0,61 \cdot 540 = 329,4$ грн. по одному відключенню у розподільчих мережах.

В лік. = $0,61 \cdot 1500 = 915$ грн. по одному відключенню у мережах 35-150 кВ.

У середньому, у мережах на місяць трапляється орієнтовно 7 відключень у мережах 35-150 кВ та понад 165 відключень у мережах 0,4-10 кВ.

Таким чином, загальне зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень за рік у мережах 0,4-150 кВ становить

В лік. = $329,4 \cdot 165 \cdot 12 + 915 \cdot 7 \cdot 12 = 652\,212 + 76\,860 = 729\,072$ грн (607 560 грн без ПДВ).

До додаткових отриманих переваг від дистанційного вимірювання та переключення можна віднести:

- економію палива для транспорту;
- економію часу.

У середньому за досвідом Компанії, економія палива для транспорту за рахунок впровадження РРС що прискорює пошуки місця пошкодження у електричних мережах дорівнює у середньому за рік 53 539 грн. (44 616 грн без ПДВ).

Крім того, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укртелекому та ін.). На даний час оренда одного потоку в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення РРС дозволяє організувати 16 нових потоків.

При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = $16 \cdot 5000,0 \cdot 12 = 960\,000$ грн щорічно. (800 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект організації РРС :

Езаг. = 729 072+53 539 = 782 611грн або 652 176 грн (без ПДВ).

Приблизна вартість монтажу обладнання РРС становить:

- Середня вартість обладнання 1 радіорелейної станції, що відповідає вимогам високої надійності (напрацювання до відмови не менше 50 000 годин), перепускної спроможності (потік у 155 мБит/с “Ethernet”) з комунікаційним обладнанням зв’язку становить 300,0 тис. грн без ПДВ;
- Придбання допоміжного обладнання (Шафа телекомунікаційна, БЖ, АКБ, грозозахист та заземлення) на одну точку становить 100,0 тис.грн. (без ПДВ);
- Середня вартість інсталяції 1 радіорелейної лінії становить 150,0 тис.грн. (без ПДВ);

Впровадження реалізації даного проекту передбачає закупку та монтування РРС “ALCOMA” на наступний інтервал об’єктів компанії: ПС-35 кВ “Н.Серогози” - ПС-35 кВ “Ивановка”.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу РРЛ ПС-35 кВ “Н.Серогози” - ПС-35 кВ “Ивановка” становитиме 950,0 тис.грн. (без ПДВ)

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{ок.} = 950,0 / 652,176 = 1,46 \text{ р.}$$

Побудова радіорелейної лінії зв'язку ПС-150кВ «Чулаковка» — ПС-35кВ «Н.Збурьевка» на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних

Згідно кодексу системи розподілу (КСР) (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2) відноситься до критерію заходів з розвитку системи розподілу – 8, а саме розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

У 2025 році продовжується етап будівництва магістральних каналів зв'язку та передавання даних для з'єднання відповідних програмних комплексів та створення єдиної захищеної інформаційної мережі ОІК при цьому канали зв'язку та телеметричної інформації з підстанцій передається до ОІК відповідного ВДЗРМ через корпоративну мережу передавання даних яка будується за допомогою РРЛ зв'язку типу ALCOMA AL-13F, крім цього до цього каналу зв'язку, підключається наявне радіо обладнання базової станцій, яке за допомогою радіоканалу передавання даних на частоті 440-442 МГц, забезпечить прийом телеметричної інформації від ПС-35 кВ, що телемеханізуються системою реєстрації перерв електропостачання фідерів 10 кВ, з подальшою ретрансляцією даних через канал радіорелейного зв'язку до ОІК відповідного ВДЗРМ та далі до АТ «Херсонобленерго».

Будівництво радіорелейної ліній ПС-150кВ «Чулаковка» — ПС-35кВ «Н.Збурьевка» не тільки дозволить забезпечити надійними каналами передавання телеметричних даних з 5 підстанціями Голопристанських ВДЗРМ, а також дозволить створити нові диспетчерські канали зв'язку до ПС-150кВ «Чулаковка» з підключенням її до корпоративної мережі зв'язку та передавання даних АТ «Херсонобленерго».

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку ПС-150кВ «Чулаковка» — ПС-35кВ «Н.Збурьевка» довжиною 15км з побудовою антенно-щоглової споруди висотою 32м на території ПС-150кВ «Чулаковка» та використання антенно-щоглової споруди висотою 24м на ПС-35кВ «Н.Збурьевка».

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань,км
1	Херсонська обл., с. Чулаковка, ПС-150 кВ «Чулаковка»	32°20'41.97"С 46°20'45.49"Пн	15,0
2	Херсонська обл., с. Н.Збурьевка, ПС-35кВ «Н.Збурьевка»	32°25'51.79"С 46°27'53.81"Пн	

РРЛ ПС-150кВ «Чулаковка» — ПС-35кВ «Н.Збурьевка» побудована на обладнанні ALCOMA AL13F з конфігурацією "1+0" в частотному діапазоні 13 ГГц. Кількість потоків Е1 – 0, Ethernet – 1. Ліцензія 25 Мбіт.

№	Назва обладнання	Характеристики	Кількість
1	IDU - ODU ALCOMA AL13F		2
	Ширина частотного каналу	28 МГц	
	Частоти (TX/RX)	12821/13087 МГц	
	Максимальна потужність передавача	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антенна 13ГГц (1.2м)		2
3	Маршрутизатор Cisco 891-K9		2
4	Голосовий шлюз CISCO SPA 8800		2
5	Система безперебійного живлення ЦРПЛ 220В/48В, JSD-300-545-DIN2		2
6	Резервне джерело живлення TS-200-248В, DC/AC інвертор		2
7	Шафа телекомунікаційна 19" 600х600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 891-K9 забезпечує маршрутизацію вхідного Ethernet потоку між напрямками ПС-150кВ «Чулаковка» — ПС-35кВ «Н.Збурьевка». Голосовий шлюз CISCO SPA 8800 забезпечує підключення 4 абонентських ліній (FXS) та 4 лінії АТС (FXO) на ПС-150 кВ «Чулаковка».

Таким чином загальна вартість побудови радіорелейної лінії зв'язку ПС-150кВ «Чулаковка» — ПС-35кВ «Н.Збурьевка» на базі РРС типу ALCOMA з побудовою антенно-щоголової споруди висотою 20м на території ПС-150кВ «Чулаковка» для організації мережі зв'язку та передавання даних складатиме **1400,00** тис.грн. без ПДВ.

Техніко-економічне обґрунтування, щодо побудови радіорелейної лінії зв'язку ПС-150кВ «Чулаковка» — ПС-35кВ «Н.Збурьевка» на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних.

Данні заходи відповідають 8 критерію п.3.2.6. Кодексу Системи розподілу, а саме розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

Цифрові радіорелейні лінії зв'язку призначені для організації цифрових каналів передачі даних. Передача даних здійснюється через систему ретрансляторів та базових станцій які розгортаються в короткий час, мають централізоване управління та діагностику лінії, малу енергетику, високу надійність.

Будівництво сучасної системи радіорелейного та радіо зв'язку дозволить об'єднати у єдину інформаційну мережу, мережі телефонного

зв'язку та локальну обчислювальну мережу передачі даних з усіх підрозділів АТ «Херсонобленерго».

У 2025 році на базі радіорелейного обладнання типу АЛКОМА передбачено будівництво РРЛ ПС-150кВ «Чулаковка» — ПС-35кВ «Н.Збурьевка», що дозволить забезпечити на першому етапі каналами диспетчерського зв'язку та передавання телеметричних даних, АСКУЕ з ПС-150кВ «Чулаковка».

Враховуючи вищевикладене можна стверджувати, що придбання та встановлення радіорелейних станцій значно підвищує оперативність ліквідації аварійних ушкоджень у електричних мережах, що зменшує недовідпустку електроенергії. Тобто покращуються показники надійності електропостачання SAIDI (індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні) та SAIFI (індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні).

За розрахунками та досвідом Компанії, після встановлення РРС ліквідація одного відключення зменшується у середньому на три години. (без пристроїв телемеханіки ліквідація одного відключення, у середньому, - 6 годин)

1 година відключення дорівнює 180 кВт (розподільчі мережі) та 500 кВт (мережі 35-150 кВ), таким чином:

$$180 * 3 = 540 \text{ кВт г}$$

$$500 * 3 = 1500 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 0,61 грн/кВт г.

Зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень становить

В лік. = $0,61 * 540 = 329,4$ грн. по одному відключенню у розподільчих мережах.

В лік. = $0,61 * 1500 = 915$ грн. по одному відключенню у мережах 35-150 кВ.

У середньому, у мережах на місяць трапляється орієнтовно 7 відключень у мережах 35-150 кВ та понад 165 відключень у мережах 0,4-10 кВ.

Таким чином, загальне зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень за рік у мережах 0,4-150 кВ становить

Влік. = $329,4 * 165 * 12 + 915 * 7 * 12 = 652\ 212 + 76\ 860 = 729\ 072$ грн (607 560 грн без ПДВ).

До додаткових отриманих переваг від дистанційного вимірювання та переключення можна віднести:

- економію палива для транспорту;
- економію часу.

У середньому за досвідом Компанії, економія палива для транспорту за рахунок впровадження РРС що прискорює пошуки місця пошкодження у електричних мережах дорівнює у середньому за рік 53 539 грн. (44 616 грн без ПДВ).

Крім того, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укртелекому)

та ін.). На даний час оренда одного потоку в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення РРС дозволяє організувати 16 нових потоків.

При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

$V_{ор.} = 16 * 5000,0 * 12 = 960\ 000$ грн щорічно. (800 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект організації РРС :

$E_{заг.} = 729\ 072 + 53\ 539 = 782\ 611$ грн або 652 176 грн (без ПДВ).

Приблизна вартість монтажу обладнання РРС становить:

- Середня вартість обладнання 1 радіорелейної станції, що відповідає вимогам високої надійності (напрацювання до відмови не менше 50 000 годин), перепускної спроможності (потік у 155 мБит/с “Ethernet”) з комунікаційним обладнанням зв’язку становить 300,0 тис. грн без ПДВ;

- Придбання допоміжного обладнання (Шафа телекомунікаційна, БЖ, АКБ, грозозахист та заземлення) на одну точку становить 100,0 тис.грн. (без ПДВ);

- Побудова антенно-щоглової споруди висотою 20м на території підстанції з відповідним заземленням обладнання становить 400,0 тис.грн. (без ПДВ);

- Середня вартість інсталяції 1 радіорелейної лінії становить 150,0 тис.грн. (без ПДВ);

Впровадження реалізації даного проекту передбачає закупку та монтування РРС “ALCOMA” на наступний інтервал об’єктів компанії: ПС-150кВ «Чулаковка» — ПС-35кВ «Н.Збурьевка».

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу ПС-150кВ «Чулаковка» — ПС-35кВ «Н.Збурьевка» з побудовою антенно-щоглової споруди висотою 32м на території ПС-150кВ «Чулаковка» становитиме 1400,0 тис.грн. (без ПДВ).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{ок.} = 1400,0 / 652,176 = 2,15 \text{ р.}$$

Побудова радіорелейної лінії зв’язку ПС-35кВ «Высоковская» — Токарявка на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв’язку та передавання даних.

Згідно кодексу системи розподілу (КСР) (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2) відноситься до критерію заходів з розвитку системи розподілу – 8, а саме розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

У 2026 році продовжується етап будівництва магістральних каналів зв’язку та передавання даних для з’єднання відповідних програмних комплексів та створення єдиної захищеної інформаційної мережі ОІК при цьому канали зв’язку та телеметричної інформації з підстанцій передається до ОІК відповідного ВДЗРМ через корпоративну мережу передавання даних яка будується за допомогою РРЛ зв’язку типу ALCOMA AL-13F, крім цього

до цього каналу зв'язку, підключається наявне радіо обладнання базової станції, яке за допомогою радіоканалу передавання даних на частоті 440-442 МГц, забезпечить прийом телеметричної інформації від ПС-35 кВ, що телемеханізуються системою реєстрації перерв електропостачання фідерів 10 кВ, з подальшою ретрансляцією даних через канал радіорелейного зв'язку до ОІК відповідного ВДЗРМ та далі до АТ "Херсонобленерго".

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку ПС-35кВ «Высоковская» — Токарівка не тільки дозволить забезпечити надійними каналами передавання телеметричних даних з ПС-35 кВ «Высоковская», а також дозволить створити надійні канали передачі даних з інших ПС-35кВ, котрі підключаються до них за допомогою радіо модемів, до ОІК відповідного ВДЗРМ та далі до АТ "Херсонобленерго"

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку ПС-35кВ «Высоковская» — Токарівка довжиною 21,5 км з використанням антенно-щоглових споруд висотою 22 м у с. Високе на території ПС-35 кВ «Высоковская» та антенно-щоглової споруди висотою 20 м у с. Токарівка.

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., с. Високе, ПС-35 кВ «Высоковская»	46°54'56.28"Пн 33° 5'51.97"С	21,5
2	Херсонська обл., с. Токарівка	46°45'2.89"Пн 32°57'2.35"С	

РРЛ ПС-35кВ «Высоковская» — Токарівка побудована на обладнанні ALCOMA AL13F з конфігурацією "1+0" в частотному діапазоні 13 ГГц. Кількість потоків E1 – 0, Ethernet – 1. Ліцензія 25 Мбіт.

№	Назва обладнання	Характеристики	Кількість
1	IDU - ODU ALCOMA AL13F		2
	Ширина частотного каналу	28 МГц	
	Частоти (ТХ/РХ)	12821/13087 МГц	
	Максимальна потужність передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антенна 13ГГц (1.2м)		2
3	Маршрутизатор Cisco 891-K9		2
4	Голосовий шлюз CISCO SPA 8800		2
5	Система безперебійного живлення ЦРРЛ 220В/48В, JSD-300-545-DIN2		2
6	Резервне джерело живлення TS-200-248В, DC/AC інвертор		2
7	Шафа телекомунікаційна 19"		2

600x600 в комплекті		
---------------------	--	--

Маршрутизатор Cisco 891-K9 забезпечує маршрутизацію вхідного Ethernet потоку між напрямками ПС-35кВ «Высоковская» — Токарівка.

Таким чином загальна вартість побудови радіорелейної лінії зв'язку ПС-35кВ «Высоковская» — Токарівка на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних складатиме **950,00 тис.грн.** без ПДВ

Техніко-економічне обґрунтування, щодо побудови радіорелейної лінії зв'язку ПС-35кВ «Высоковская» — Токарівка на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних.

Данні заходи відповідають 8 критерію п.3.2.6. Кодексу Системи розподілу, а саме розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

Цифрові радіорелейні лінії зв'язку призначені для організації цифрових каналів передачі даних. Передача даних здійснюється через систему ретрансляторів та базових станцій які розгортаються в короткий час, мають централізоване управління та діагностику лінії, малу енергетику, високу надійність.

Будівництво сучасної системи радіорелейного та радіо зв'язку дозволить об'єднати у єдину інформаційну мережу, мережі телефонного зв'язку та локальну обчислювальну мережу передачі даних з усіх підрозділів АТ «Херсонобленерго».

У 2026 році на базі радіорелейного обладнання типу АЛКОМА передбачено будівництво РРЛ ПС-35кВ «Высоковская» — Токарівка, що дозволить забезпечити на першому етапі каналами диспетчерського зв'язку та передавання телеметричних даних, АСКУЕ з ПС-35кВ.

Враховуючи вищевикладене можна стверджувати, що придбання та встановлення радіорелейних станцій значно підвищує оперативність ліквідації аварійних ушкоджень у електричних мережах, що зменшує недовідпустку електроенергії. Тобто покращуються показники надійності електропостачання SAIDI (індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні) та SAIFI (індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні).

За розрахунками та досвідом Компанії, після встановлення РРС ліквідація одного відключення зменшується у середньому на три години. (без пристроїв телемеханіки ліквідація одного відключення, у середньому, - 6 годин)

1 година відключення дорівнює 180 кВт (розподільчі мережі) та 500 кВт (мережі 35-150 кВ), таким чином:

$$180 * 3 = 540 \text{ кВт г}$$

$$500 * 3 = 1500 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 0,61 грн/кВт г.

Зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень становить
В лік. = $0,61 * 540 = 329,4$ грн. по одному відключенню у розподільчих мережах.

В лік. = $0,61 * 1500 = 915$ грн. по одному відключенню у мережах 35-150 кВ.

У середньому, у мережах на місяць трапляється орієнтовно 7 відключень у мережах 35-150 кВ та понад 165 відключень у мережах 0,4-10 кВ.

Таким чином, загальне зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень за рік у мережах 0,4-150 кВ становить

Влік. = $329,4 * 165 * 12 + 915 * 7 * 12 = 652\ 212 + 76\ 860 = 729\ 072$ грн (607 560 грн без ПДВ).

До додаткових отриманих переваг від дистанційного вимірювання та переключення можна віднести:

- економію палива для транспорту;
- економію часу.

У середньому за досвідом Компанії, економія палива для транспорту за рахунок впровадження РРС що прискорює пошуки місця пошкодження у електричних мережах дорівнює у середньому за рік 53 539 грн. (44 616 грн без ПДВ).

Крім того, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укртелекому та ін.). На даний час оренда одного потоку в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення РРС дозволяє організувати 16 нових потоків.

При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = $16 * 5000,0 * 12 = 960\ 000$ грн щорічно. (800 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект організації РРС :

Езаг. = $729\ 072 + 53\ 539 = 782\ 611$ грн або 652 176 грн (без ПДВ).

Приблизна вартість монтажу обладнання РРС становить:

- Середня вартість обладнання 1 радіорелейної станції, що відповідає вимогам високої надійності (напрацювання до відмови не менше 50 000 годин), перепускної спроможності (потік у 155 мБит/с "Ethernet") з комунікаційним обладнанням зв'язку становить 300,0 тис. грн без ПДВ;

- Придбання допоміжного обладнання (Шафа телекомунікаційна, БЖ, АКБ, грозозахист та заземлення) на одну точку становить 100,0 тис. грн. (без ПДВ);

- Побудова антенно-щоголової споруди висотою 20м на території підстанції з відповідним заземленням обладнання становить 400,0 тис. грн. (без ПДВ);

- Середня вартість інсталяції 1 радіорелейної лінії становить 150,0 тис. грн. (без ПДВ);

Впровадження реалізації даного проекту передбачає закупку та монтування РРС "ALCOMA" на наступний інтервал об'єктів компанії: ПС-35кВ «Высоковская» — Токарівка.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу ПС-35кВ
«Высоковская» — Токарівка становитиме 950,0 тис.грн. (без ПДВ).
Термін окупності виконання цього заходу дорівнює
 $T_{ок.} = 950,0 / 652,176 = 1,46$ р.

Комплекс заходів по встановленню голосового обладнання VoIP зв'язку для розбудови корпоративної мережі зв'язку.

В межах договору з ТОВ НТЦ “Енергозв’язок” створений проект побудови корпоративної високошвидкісної мультисервісної системи зв’язку та телекомунікацій компанії ВАТ ЕК “Херсонобленерго” який передбачає використання автоматизованих систем зв’язку у створенні корпоративної системи зв’язку.

Автоматизована система зв’язку компанії АТ “Херсонобленерго” єднає в собі:

- автоматичні телефонні станції (АТС)
- диспетчерські комутатори
- устаткування для проведення селекторних нарад

Починаючи з 2003 року у компанії розпочався процес впровадження автоматизованого телефонного зв’язку, який об’єднує всі структурні підрозділи області і реалізований на АТС типу Definity виробництва AVAYA (США), що мають необхідне обладнання і програмне забезпечення для реалізації необхідних функцій і підтримки стандартів існуючої телефонної мережі енергетиків, таких як:

- підтримка стандарту АДАСЕ;
- реалізація функцій комутатора диспетчера;
- реалізація функції проведення конференцій, а також багато інших функцій, які поліпшують ефективність зв’язку.

У 13 структурних підрозділах Компанії встановлено цифрові АТС AVAYA Definity та створена корпоративна автоматизована система зв’язку, яка дозволила зменшити витрати на телефонний зв’язок і поліпшити оперативність та ефективність керування персоналом.

Всі вони об’єднані в єдину відомчу автоматизовану систему телефонного зв’язку компанії при цьому застосовується як аналогові так і цифрові канали зв’язку. На першому етапі створення відомчої автоматизованої системи телефонного зв’язку у якості основного (та здебільш єдиного) каналу використовувався орендований у ПАТ “Укртелеком” канал тональної частоти, що дозволив організувати підключення у стандарті АДАСЕ цифрових АТС до відомчої телефонної мережі компанії в автоматичному режимі. Окрім цього, ці канали тональної частоти за допомогою диспетчерських комутаторів ЕДТС-66 та ПДС-20 забезпечують до структурних підрозділів (де були відсутні цифрові АТС) створення прямих диспетчерських каналів зв’язку та селекторних нарад.

Починаючи з 2009 року розпочато будівництво цифрових каналів зв’язку на базі радіорелейного обладнання, яке цифровими потоками Е1 з’єднало 7 АТС в єдину мережі зв’язку, а встановлений у 2013 році VoIP маршрутизатор Cisco C2951 дозволив приєднати до цієї мережі VoIP канали зв’язку створені за технологією IP/MPLS.

У 2014 році у рамках забезпечення функціонування Кол-центру ПрАТ «ЕК «Херсонобленерго», у 8 структурних підрозділах встановлено замість застарілих АТС сучасні міні IP АТС LG-ERICSSON IPECS-MG які забезпечують підключення до корпоративної системи зв'язку за допомогою цифрових потоків Е1 або VoIP каналом зв'язку.

Наявний стан обладнання та каналів зв'язку АТ «Херсонобленерго».

п/п	Найменування підрозділу	Наявність та тип АТС	Відомчі канали зв'язку	
			Основний канал зв'язку	Резервний канал зв'язку
1.	Херсонобленерго	AVAYA DEFINITY	РРЛ ХМЕМ-ХОЕ 100 Мбіт/с	відсутні
2.	Херсонське ВДЗРМ	AVAYA DEFINITY	РРЛ ХМЕМ-ХОЕ 100 Мбіт/с	відсутні
3.	Білозерське відділення Херсонського ВДЗРМ	AVAYA DEFINITY	РРЛ Білозерка-Гопри 10 Мбіт/с	відсутні
4.	Олешкінське ВДЗРМ	AVAYA DEFINITY	РРЛ Цюрупинськ-ХОЕ 100 Мбіт/с	VoIP канал (технологія IP/MPLS)
5.	Голопристанське ВДЗРМ	AVAYA DEFINITY	РРЛ Гопри-Цюрупинськ 32 Мбіт/с	VoIP канал (технологія IP/MPLS)
6.	Новокаховське ВДЗРМ	AVAYA DEFINITY	РРЛ Н.Каховка-Цюрупинськ 32 Мбіт/с,	відсутні
7.	Каховське ВДЗРМ	AVAYA DEFINITY	РРЛ Каховка-Берислав 32 Мбіт/с	відсутні
8.	Бериславське відділення Новокаховського ВДЗРМа	LG-ERICSSON IPECS-MG	РРЛ Берислав-Н.Каховка 32 Мбіт/с,	VoIP канал (технологія IP/MPLS)
9.	Генічеське ВДЗРМ	AVAYA DEFINITY	4-х пров. ТЧ	відсутні
10.	Іванівське ВДЗРМ	AVAYA DEFINITY	4-х пров. ТЧ	відсутні
11.	Новотроїцьке ВДЗРМ	AVAYA DEFINITY	4-х пров. ТЧ	відсутні
12.	Скадовське ВДЗРМ	AVAYA DEFINITY	4-х пров. ТЧ	відсутні
13.	Чаплинське ВДЗРМ	AVAYA	4-х пров. ТЧ	відсутні

		DEFINITY		
14.	Каланчакське відділення Чаплинського ВДЗРМ	AVAYA DEFINITY	4-х пров. ТЧ	відсутні
15.	В.Олександрівське відділення Високопільського ВДЗРМ	LG- ERICSSON IPECS-MG	VoIP канал (технологія IP/MPLS)	відсутні
16.	Високопільське ВДЗРМ	LG- ERICSSON IPECS-MG	VoIP канал (технологія IP/MPLS)	відсутні
17.	Н.Воронцовське відділення Високопільського ВДЗРМ	LG- ERICSSON IPECS-MG	VoIP канал (технологія IP/MPLS)	відсутні
18.	В.Лепетихське ВДЗРМ	LG- ERICSSON IPECS-MG	VoIP канал (технологія IP/MPLS)	відсутні
19.	Горностаївське відділення Каховського ВДЗРМ	LG- ERICSSON IPECS-MG	VoIP канал (технологія IP/MPLS)	відсутні
20.	В.Рогачикське відділення В.Лепетихського ВДЗРМ	LG- ERICSSON IPECS-MG	VoIP канал (технологія IP/MPLS)	відсутні
21.	Н.Сірогозське відділення Іванівського ВДЗРМ	LG- ERICSSON IPECS-MG	VoIP канал (технологія IP/MPLS)	відсутні

У 3-х структурних підрозділах АТ «Херсонобленерго» в яких експлуатується АТС AVAYA DEFINITY у якості основного каналу зв'язку ще використовуються аналогові канали тональної частоти. Це пов'язано з моральною застарілістю АТС AVAYA DEFINITY (2003-2005 років випуску) яка не підтримує підключення VoIP каналів, а створення цифрових потоків Е1 можливо тільки після розбудови відповідного напрямку радіорелейного зв'язку та придбання до АТС відповідних плат потоку Е1. У інших 10 структурних підрозділах АТ «Херсонобленерго» в яких експлуатується АТС AVAYA DEFINITY, організовано цифрові канали зв'язку на базі потоків Е1, однак відсутні резервні VoIP канал, що пов'язано з маральною застарілістю наявних АТС AVAYA DEFINITY.

Тому для пришвидшення підключення вказаних підрозділів до цифрової корпоративної мережі зв'язку, виникла необхідність у

встановленні відповідних комплектів голосового обладнання VoIP зв'язку на базі шлюзу OpenVox з ПЗ Aterisk. Вказане обладнання дозволить під'єднати VoIP каналами наявну АТС AVAYA DEFINITY до корпоративної мережі зв'язку та значно розширити можливості АТС збільшивши її функціональність за допомогою додаткових функцій що надають встановлені на базі шлюзу OpenVox додаткових модулів абонентських та лінійних аналогових портів та 4 каналу GSM зв'язку з оперативними і ремонтним бригадами РЕЗ, а за допомогою ПЗ Aterisk можливо вести запис диспетчерських розмов.

Для підключення наявних АТС AVAYA DEFINITY до корпоративної мережі зв'язку Товариства заплановано придбати 6 комплектів голосового обладнання VoIP зв'язку на базі шлюзу OpenVox з ПЗ Aterisk, а саме:

У 2022 році заплановано придбати 3 комплекти обладнання для Каховського, Н.Каховського ВДзРМ та В.Рогачицького відділення В.Лепетихського ВДзРМ.

Усі комплекти голосового обладнання VoIP зв'язку на базі шлюзу OpenVox з ПЗ Aterisk мають наступну комплектацію:

- шассі на базі ПЗ Aterisk - OpenVox VS-GW2120;
- модуль для підключення на 8 FXS портів - OpenVox VS-GWM800S 8 FXS;
- модуль для підключення 8 FXO портів - OpenVox VS-GWM8000;
- модуль IP АТС на базі процесора Intel Atom N2600 - OpenVox VS-CCU-N2600AH;
- носій на жорсткому диску ємністю 500Гбайт;
- модуль GSM на 4 SIM-картки - OpenVox VS-GWM400G.
- обладнання для підключення АТС AVAYA DEFINITY по E1 - VoIP-шлюз OpenVox DGW-L1

Назва обладнання	Кількість, шт
OpenVox VS-GW2120	1
OpenVox VS-GWM800S 8 FXS	3
OpenVox VS-GWM8000	1
OpenVox VS-CCU-N2600AH	1
носій на жорсткому диску ємністю 500Гбайт	1
OpenVox VS-GWM400G	1
VoIP-шлюз OpenVox DGW-L1	1

Голосове обладнання VoIP зв'язку на базі шлюзу OpenVox з ПЗ Aterisk дає можливість, підключити 24 аналогових телефонів, 8 телефонних ліній, 4 GSM номери, до 100 IP-телефонів.

Таким чином витрати на встановлення голосового обладнання VoIP зв'язку для розбудови корпоративної мережі зв'язку згідно комерційних пропозицій, що надаються, становить:

№	№ Найменування обладнання та витрат	Од. вимір.	Кількість	Ціна тис.грн. (без ПДВ)	Сума тис.грн. (без ПДВ)
1.	Голосове обладнання VoIP зв'язку для розбудови корпоративної мережі зв'язку	комплект	3	98,6	295,8
ВСЬОГО:					295,8

Техніко-економічне обґрунтування придбання голосового обладнання VoIP зв'язку для розбудови Call-центру Херсонобленерго.

У 2014 році у рамках забезпечення функціонування Кол-центру АТ «Херсонобленерго», у 8 структурних підрозділах встановлено замість застарілих АТС сучасні міні IP АТС LG-ERICSSON IPECS-MG які забезпечують підключення до корпоративної системи зв'язку за допомогою цифрових потоків Е1 або VoIP каналом зв'язку.

У 3-х структурних підрозділах АТ «Херсонобленерго» в яких експлуатується АТС AVAYA DEFINITY у якості основного каналу зв'язку ще використовуються аналогові канали тональної частоти. Це пов'язано з моральною застарілістю АТС AVAYA DEFINITY (2003-2005 років випуску) яка не підтримує підключення VoIP каналів, а створення цифрових потоків Е1 можливо тільки після розбудови відповідного напрямку радіорелейного зв'язку та придбання до АТС відповідних плат потоку Е1. Тому для пришвидшення підключення вказаних підрозділів до цифрової корпоративної мережі зв'язку та збільшити кількість каналів до центрального Call-центру Херсонобленерго, виникла необхідність у встановленні відповідних комплектів голосового обладнання VoIP зв'язку на базі шлюзу OpenVox з ПЗ Aterisk. Вказане обладнання дозволить під'єднати VoIP каналами наявну АТС AVAYA DEFINITY до корпоративної мережі зв'язку та значно розширити можливості АТС збільшивши її функціональність за допомогою додаткових функцій що надають встановлені на базі шлюзу OpenVox додаткових модулів абонентських та лінійних аналогових портів та 4 каналу GSM зв'язку з оперативними і ремонтним бригадами ВДзРМ, а за допомогою ПЗ Aterisk можливо вести запис диспетчерських розмов.

Для підключення до корпоративної мережі зв'язку Товариства АТС Каховського, Н.Каховського ВДзРМ та В.Рогачицького відділення В.Лепетихського ВДзРМ, заплановано придбати у 2022 році три комплекту голосового обладнання VoIP зв'язку на базі шлюзу OpenVox з ПЗ Aterisk, вартістю 98,6 тис грн без ПДВ за комплект. Це надасть змогу збільшити

кількість каналів до центрального Call-центру Херсонобленерго та реалізувати додаткові канали ТМ за допомогою VoIP каналів зв'язку.

Своєчасне надходження інформації від споживача про відсутність напруги чи аварійний стан обладнання дозволить диспетчеру отримати інструмент, який буде допомагати в оцінці ситуаційного становища стосовно обсягів аварійного відключення, а також допоможе якщо не уникнути аварійних відключень, то як можливо швидше локалізувати аварію. Таким чином, скорочується час відсутності електричної енергії у споживачів, і поліпшується якість наданих послуг. Тобто покращуються показники надійності електропостачання SAIDI (індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні) та SAIFI (індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні).

За розрахунками та досвідом Компанії, після встановлення пристроїв автоматизації та телемеханіки на підстанціях час ліквідація одного відключення зменшується у середньому на три години. (без пристроїв телемеханіки ліквідація одного відключення, у середньому, - 6 годин).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укретелекому та ін.). На даний час оренда одного потоку в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення голосового обладнання VoIP зв'язку дозволяє організувати новий потоків з 30 каналів зв'язку. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

$V_{op.} = 5000,0 * 12 = 60\ 000$ грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$T_{ok.} = 98,6 / 50,00 = 1,97$ р.

Впровадження корпоративної телефонної мережі АТ «Херсонобленерго» на базі цифрової АТС Coral

Згідно “Проект розвитку корпоративної мережі зв’язку та передавання даних ПрАТ „ЕК “Херсонобленерго” розробленого ТОВ “НТЦ “Енергозв’язок” м. Київ передбачено створення цифрової високошвидкісної корпоративної мультисервісної системи зв’язку ПрАТ ЕК “Херсонобленерго” яка передбачає перехід з аналогових каналів зв’язку тональної частоти на цифрові радіорелейні та оптоволоконні магістральні канали зв’язку (потoki E1 та VoIP канали) з великою пропускнуною спроможністю, що з’єднують встановлені по структурним підрозділам цифрові АТС AVAYA DEFINITY, IP АТС LG-ERICSSON IPECS-MG та VoIP голосові шлюзи в єдину телекомунікаційну мережу АТ “Херсонобленерго”.

Починаючи з 2003 році було змонтовано центральну відомчу АТС AVAYA Definity на базі якої побудовано корпоративна мультисервісна система зв’язку Товариства.

На даний час центральна відомча АТС AVAYA Definity має наступну ємність:

- цифрові та аналогові порти — 456 шт;
- порти в цифровому потоці E1 — 390 шт;
- аналогові порти, що з’єднані з місцевою телефонною мережею загального користування — 8 шт;
- аналогові порти тональної частоти для з’єднання АТС по протоколу стандарту ADACE — 36 шт;

№	Назва плат	Тип плат	Кіл-сть плат, шт	Кіл-сть портів шт	Системний ліміт портів шт
1.	DIGITAL LINE (24 порту)	TN2214	4	96	
2.	ANALOG LINE (24 порту)	TN2793	15	360	
3.	DS1 INTERFACE (E1-30 портів)	TN2464	13	390	400
4.	CO TRUNK (8 портів)	TN747	1	8	
5.	TIE TRUNK (4 порту)	TN760	9	36	
				890	2800

Разом зі встановленням центральної станції було розпочато встановлення АТС AVAYA Definity у 12 структурних підрозділах. З розбудовою радіорелейних ліній зв’язку було розпочато з’єднання встановлених цифрових АТС з центральною відомчою АТС за допомогою цифрового потоку E1, що забезпечується встановленням в наявні АТС спеціалізованих плат TN2464 цифрового потоку DS1 та використання в якості транзиту цифрові магістральні канали зв’язку.

На даний час в межах проекту створення цифрової високошвидкісної корпоративної мультисервісної системи зв'язку ПрАТ ЕК "Херсонобленерго" організовано наступні цифрові канали зв'язку на базі наявних цифрових АТС AVAYA DEFINITY, LG-ERICSSON IPECS-MG та використовують цифрові потоки Е1 для підключення до магістральних каналів зв'язку (радіорелейні, кабельні чи оптоволоконні лінії зв'язку), а встановлення у 2013 році VoIP маршрутизатору Cisco C2951 дозволило приєднати до цієї мережі IP АТС LG-ERICSSON IPECS-MG за допомогою VoIP каналів зв'язку.

№	Тип зв'язку	Канал зв'язку	Тип цифрового потоку	Кількість цифрових потоків
1.	Оптоволоконна лінія зв'язку	ХОЕ - Укртелеком	Е1	5
2.	Міжстанційний зв'язок	АТС AVAYA DEFINITY — VoIP маршрутизатору Cisco C2951	Е1	1
3.	Міжстанційний зв'язок	АТС AVAYA DEFINITY — АТС Колцентру AVAYA Aura Communication	Е1	1
4.	Радіорелейний зв'язок	Херсон - Цюрупинськ	Е1	1
5.		Херсон - Гола Пристань	Е1	1
6.		Херсон - Білозерка	Е1	1
7.		Херсон - Н-Каховка	Е1	1
8.		Херсон - Берислав	Е1	1
9.		Херсон - Каховка	Е1	1
10.		Херсон - ХМЕМ	Е1	1
11.		Херсон - Скадовськ	Е1	1
12.		VoIP канали зв'язку	Херсон-Високопілля	VoIP
13.	Херсон-В.Олександрівка		VoIP	1
14.	Херсон-Н.Воронцовка		VoIP	1
15.	Херсон-В.Лепетиха		VoIP	1
16.	Херсон-В.Рогачик		VoIP	1
17.	Херсон-Горностаївка		VoIP	1
18.	Херсон-Н.Серогози		VoIP	1
19.	Аналоговий канал тональної частоти (К-ТЧ)	Херсон - Генічеськ	К-ТЧ	1
20.		Херсон-Іванівка	К-ТЧ	1
21.		Херсон-Н.Троїцьк	К-ТЧ	1
22.		Херсон-Чаплинка	К-ТЧ	1
23.		Херсон-Каланчак	К-ТЧ	1

У центральній відомчій АТС AVAYA DEFINITY (2003 рік випуску) не підтримує підключення VoIP каналів, а системною ліцензією встановлено

максимальну кількість портів, які створюються за допомогою цифрових потоків E1 — 400 портів, тому не можливо подальше створення на базі АТС AVAYA DEFINITY цифрової високошвидкісної корпоративної системи зв'язку з використанням цифрових потоків E1, а використання VoIP каналів взагалі не підтримується.

Зважаючи на системні обмеження наявної центральної АТС AVAYA DEFINITY щодо підключення до центральної станцій різноманітних цифрових каналів зв'язку (радіорелейні потоки E1, VoIP канали), виникла потреба в осучасненні корпоративної системи зв'язку з поетапним переводом усіх цифрових каналів на більш сучасну високошвидкісну цифрову АТС Coral FlexiCom R3000, яка буде забезпечувати з'єднання усіх АТС Товариства за допомогою цифрових каналів зв'язку. При цьому наявна АТС AVAYA DEFINITY буде виступати у ролі звичайної АТС та забезпечувати функцію кінцевої станції як по усім структурним підрозділам.

АТС Coral FlexiCom R3000 є потужною гнучку комутаційну систему з подвійною системою загального управління «гарячим» резерв (опис див. Coral FlexiCom R3000) і виконана варіант розміщення в 19 "або 23" стійках. Легко наращиваемая структура дозволяє створювати системи з об'ємом 4224 портів з забезпеченням максимально до 4096 тайм-слотов. Таким чином, комутаційне поле володіє надмірністю по відношенню навіть до максимальної місткості система, ніж реалізується повністю Неблокована комутаційне поле для будь-якої ємності системи. У поєднанні з повним резервуванням системи управління і джерел живлення, це робить її ідеальною для об'єктів з високими вимогами до надійності системи і можливостям по обробці трафіку будь-якої інтенсивності.

Система складається з полиці управління Coral FlexiCom R3000, яка може комплектуватися одиночної або здвоєної система загального управління з «гарячим» резерв, і до шістнадцяти периферійного полку Coral FlexiCom R3000XA (з двома сервісними слотами для плат РВ-АТС і десять універсальних) та Coral FlexiCom R3000XO (з одним обслуговуванням і одинадцяти універсальними слотами).

До складу здвоєною системою загального управління з «гарячим» резервом входять по дві плати центральних процесорів МСР-АТС, плати групових контролерів 32GC, два блоки живлення PS-АТС. Для харчування периферійних покриттів використовуються блоки живлення PS19DC (для кожної кабінета) або PS19DC / D (один на два кабінета).

У максимальній конфігурації система містить один кабінет управління Coral FlexiCom R3000 і шістнадцять кабінетів розширення (по вісім Coral FlexiCom R3000XE і Coral FlexiCom R3000XO).

Система поставляється в 19 "або 23" шкафах з електромагнітним екрануванням.

Комплектація АТС Coral FlexiCom R3000XE, яка повністю задовільняє потреби та під'єднати 12 АТС структурних підрозділів наступна:

--	--	--	--

	В наданій конфігурації усього портів:		860
I	З'єднувальні лінії всього:		432
в т.ч. -	цифрові лінії PRI (QSIG), каналів;		416
	двухпроводні аналогові лінії;		8
	цифрові Sip		8
II	Внутрішні лінії всього:		428
в т.ч. -	аналогові двухпроводні		360
	цифрові лінії		48
	цифрові Sip		20
III	Абонентське обладнання:		24
в т.ч. -	цифрові термінали на 62 прямих абонента (лінії зв'язку)		2
	цифрові термінали на 22 прямих абонента (лінії зв'язку)		14
	цифрові термінали на 22 прямих абонента (лінії зв'язку)		8
		всього слотів -	40
		зайнято слотів -	34
		вільно слотів -	6

Враховуючи значну вартість обладнання близька 6000 тис. грн., у Плані розвитку 2021-2025рр. було заплановано розбити придбання вказаної АТС на 5 етапів з середньою вартістю обладнання 1200 тис грн без ПДВ.

№	№ Найменування обладнання та витрат	Од. вимір.	Кількість	Ціна тис.грн. (без ПДВ)	Сума тис.грн. (без ПДВ)
1	Модернізація корпоративної телефонної мережі АТ «Херсонобленерго» на базі цифрової АТС Coral (I-V етап)	КОМПЛЕКТ	1	6000,0	6000,0
ВСЬОГО:					6000,0

Враховуючи вищевказане та те що в рамках ІІІ-2021р. було змонтовано обладнання І етапу, то на 2022-2025рр. заплановано розширення функціональності встановленої АТС Coral FlexiCom R3000 з встановленням додаткових кабінетів та модулів у складі з набором плат та ліцензій:

- плата периферійного буферу (PB-ATS);
- цифровий телефонний апарат, русифікований дисплей (3x40), 22 вільнопрограмованих клавіш зі світловою індикацією, 5 клавіш меню дисплея, навігатор меню дисплея, спікерфон - FlexSet 281S ;

- інсталяційний комплект на 950 портів з авторизацією протоколу корпоративної мережі зв'язку;
- плата розширення пам'яті (XMM-8M);
- плата ресурсів (8DRCF) - 8 приймачів тонального набору, 8 тональних тональних сигналів, 6 тристоронних конференцій, одна для 6 учасників, 3 порту RS-232 для техобслуговування, вхід для музичного джерела;
 - плата універсального шлюзу IP телефонії (PUGW-2G);
 - авторизація 10-ти цифрових абонентських портів, підключених через мережу передачі даних із використанням протоколу SIP (10 SIP non-Tadiran terminals authorization);
 - авторизація на 4-е сполучних ліній IP SIP (4 SIP trunks authorization);
 - плата приймачів сигналів DTMF;
 - плата інтерфейса для стандартного телефона на 24 порта - 24 SA;
 - плата інтерфейсу PRI (30B+D) (PRI-2DT);
 - плата для підключення консолей розширення - PEX – FS;
 - плата на 8 двохпровідних аналогових СЛ;
 - блок адаптера живлення ЦТА - TPS;
 - монтажний комплект 25 пар;
 - консоль розширення на 40 клавіш - FlexSet 40B;
 - плата живлення (PS19 DC-D);
 - кабінет розширення на 11 універсальних слотів – 1шт;
 - блок вторинного живлення 48В - PS19DC-D – 1шт.

Отже на 2022 рік передбачається проведення модернізації в рамках 2 етапу:

- кабінет розширення на 11 універсальних слотів – 1шт;
- блок вторинного живлення 48В - PS19DC-D – 1шт;
- плата приймачів сигналів DTMF – 1шт;
- плата інтерфейса для стандартного телефона на 24 порта - 24 SA – 5шт;
- плата для підключення консолей розширення - PEX – FS – 8шт;
- плата інтерфейса E1 - PRI-2DT – 1шт;
- плата на 8 двохпровідних аналогових СЛ – 1шт;

№	Найменування обладнання та витрат	Од. вимір.	Кількість	Ціна тис.грн. (без ПДВ)	Сума тис.грн. (без ПДВ)
1.	Модернізація корпоративної телефонної мережі АТ «Херсонобленерго» на базі цифрової АТС Coral (2 етап)	комплект	1	1200,0	1200,0
ВСЬОГО:					1200,0

Техніко-економічне обґрунтування модернізації корпоративної телефонної мережі АТ «Херсонбленерго» на базі цифрової АТС Coral

Зі значною вартістю обладнання цифрової АТС, яке складає близька 6000 тис. грн. та придбання вказаної АТС в декілька етапів, а саме з 2021 по 2025 рр. з середньою витратою коштів на обладнання 1200 тис грн без ПДВ. у рік, та враховуючи, що придбання та встановлення центральної автоматичної станції зв'язку значно підвищує оперативність ліквідації аварійних ушкоджень у електричних мережах, що зменшує недовідпустку електроенергії. Тобто покращуються показники надійності електропостачання SAIDI (індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні) та SAIFI (індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні).

За розрахунками та досвідом Компанії, після встановлення сучасної цифрової АТС ліквідація одного відключення зменшується у середньому на три години. (без пристроїв цифрового зв'язку та телемеханіки ліквідація одного відключення, у середньому, - 6 годин) 1 година відключення дорівнює 180 кВт (розподільчі мережі) та 500 кВт (мережі 35-150 кВ), таким чином:

$$180 * 3 = 540 \text{ кВт г}$$

$$500 * 3 = 1500 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 0,61 грн/кВт г.

Зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень становить

В лік. = $0,61 * 540 = 329,4$ грн. по одному відключенню у розподільчих мережах.

В лік. = $0,61 * 1500 = 915$ грн. по одному відключенню у мережах 35-150 кВ.

У середньому, у мережах на місяць трапляється орієнтовно 7 відключень у мережах 35-150 кВ та понад 165 відключень у мережах 0,4-10 кВ.

Таким чином, загальне зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень за рік у мережах 0,4-150 кВ становить

Влік. = $329,4 * 165 * 12 + 915 * 7 * 12 = 652\,212 + 76\,860 = 729\,072$ грн (607 560 грн без ПДВ).

До додаткових отриманих переваг від дистанційного вимірювання та переключення можна віднести:

- економію палива для транспорту;
- економію часу.

У середньому за досвідом Компанії, економія палива для транспорту за рахунок впровадження РРС що прискорює пошуки місця пошкодження у електричних мережах дорівнює у середньому за рік 53 539 грн. (44 616 грн без ПДВ).

Крім того, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укретелекому та ін.). На даний час оренда одного потоку в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення АТС дозволяє організувати 16 нових

цифрових потоків. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:В ор. = $16 * 5000,0 * 12 = 960\ 000$ грн щорічно. (800 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект організації потоків на базі цифрової АТС:
Езаг. = $729\ 072 + 53\ 539 + 960\ 000 = 1\ 742\ 611$ грн або $1\ 452\ 176$ грн (без ПДВ).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{ок.} = 6000,0 / 1452,176 = 4,13 \text{ р.}$$

Комплекс заходів з впровадження цифрового радіозв'язку центрів оперативно-диспетчерського управління (ОДУ) АТ “Херсонобленерго”

Оскільки починаючи у 2021 року в АТ “Херсонобленерго” відбувається централізація ОДУ з формуванням 2-х центрів (у м. Херсон та м. Н.Каховка) з підпорядкуванням до них усіх оперативно-диспетчерських груп (ОДГ) структурних підрозділів АТ “Херсонобленерго”, то стає нагальною потреба забезпечення диспетчерів центрів ОДУ високоякісним радіозв'язком, для проведення оперативних перемов з бригадами ОВБ.

В рамках централізації ОДУ (у м. Херсон та м. Н.Каховка) черговими диспетчерами планується ведення управління бригадами ОВБ в такому складі:

1. З центру ОДУ у м. Херсон (в оперативному управлінні 7 районів) – 12 бригад ОВБ:

- 4 бригади ОВБ по Херсонському відділенні;
- 1 бригада ОВБ по Олешківському відділенні;
- 2 бригади ОВБ по Голопристанському відділенні;
- 1 бригада ОВБ по Скадовському відділенні;
- 2 бригади ОВБ по Чаплинському відділенні;
- 1 бригада ОВБ по Новотроїцькому відділенні;
- 1 бригада ОВБ по Генічеському відділенні.

2. З центру ОДУ м. Н.Каховка (в оперативному управлінні 5 районів) – 11 бригад ОВБ:

- 2 бригади ОВБ по Н.Каховському відділенні;
- 2 бригади ОВБ по Каховському відділенні;
- 3 бригади ОВБ по Високопільському відділенні;
- 2 бригади ОВБ по В.Лепетиському відділенні;
- 2 бригади ОВБ по Іванівському відділенні.

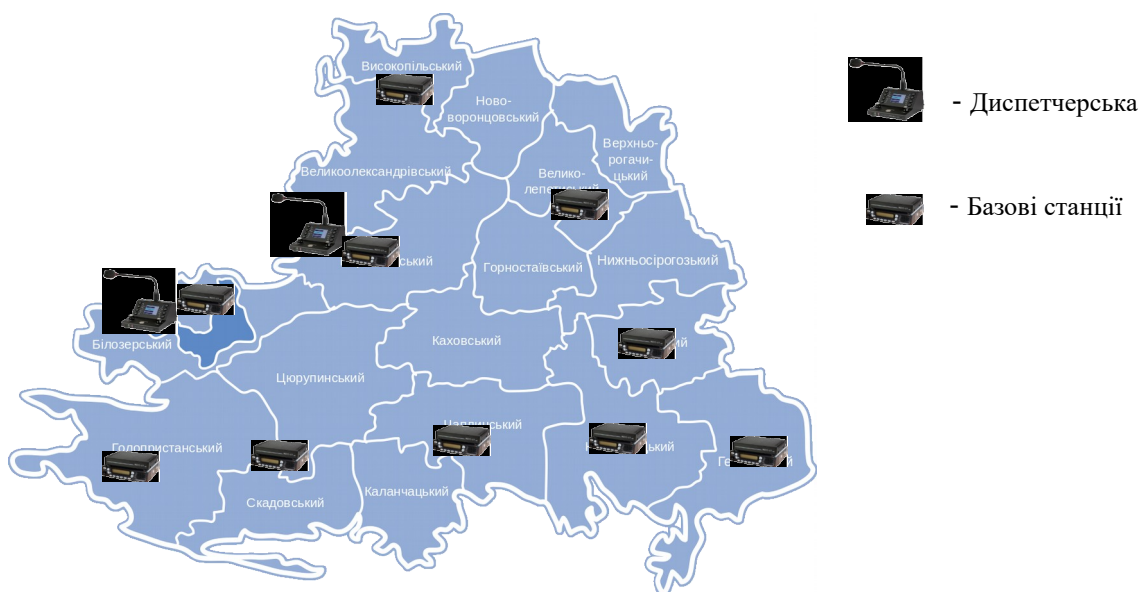
У зв'язку з територіально рознесенням бригад ОВБ та централізацією ОДУ, наявна система радіозв'язку Товариства з бригадами ОВБ не буде забезпечувати належне функціонування із-за неможливості фізичного покриття на величезні відстані.

Тому потрібно запровадити нову цифрову систему радіозв'язку на базі ІР-технологій – встановлення ретрансляторів (стаціонарних радіостанцій) на щоглових спорудах Товариства з віддаленим керуванням їх по корпоративній ІР-мережі.

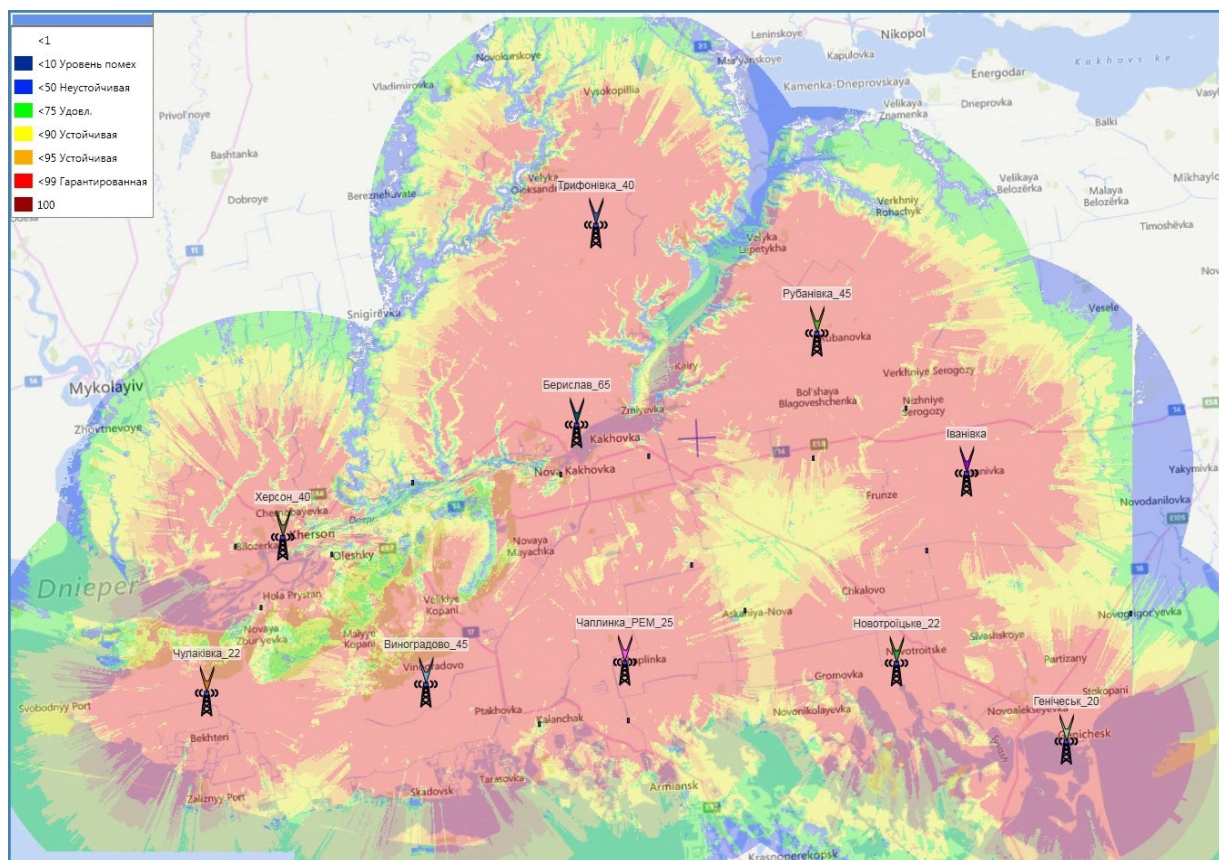
Із-за запропонованих 2-х рішень проведеної презентації ТВД “Телекомунікаційні системи” АТ Херсонобленерго буде проводити розбудову цифрової системи радіозв'язку з бригадами ОВБ, саме на стаціонарних радіостанціях NX-3702E з пультами віддаленого управління PDU-104 в центрах ОДУ. Для цього буде використані наявні щоглові споруди Товариства заввишки 20-40м. та власну корпоративну ІР-мережу між ними, по якій й

буде здійснюватися управління стаціонарними радіостанціями.

Нижче приведені структурна схема розміщення базових радіостанцій NX-3702E на щоглових спорудах, пультів управління PDU-104 в центрах ОДУ та зони покриття.



Структурна схема побудови цифрової системи радіозв'язку центрів ОДУ з бригадами ОВБ



Розміщення стаціонарних радіостанцій типу NX-3702E на наявних щоглових спорудах та зони пориття території радіозв'язком.

Один пульт дистанційного управління PDU104 дає можливість керувати до 4-х базових радіостанцій. Якщо потрібно збільшити кількість керованих радіостанцій на одне робоче місце, додається додатковий PDU104.

Вхідними даними до розрахунку обладнання є такі дані:

- кількість радіо абонентів (бригад ОБВ) – 23;
- кількість диспетчерських місць (в 2-х центрів ОДУ) – 12;
- діапазон частот, в якому працюють діючі радіомережі організації – (167.550 -167.750МГц);
- середньостатистична інтенсивність радіообміну в час максимального навантаження – по місту 10 викл/год, по району 5 викл/год;
- середньостатистична тривалість сеансу радіообміну – від 3 до 5 хв.

Розрахунок обладнання базових радіостанцій, обладнання для автотранспорту бригад ОБВ та для чергових диспетчерів центрів ОДУ приведена нижче.

Розрахунок обладнання базових радіостанцій:

Комплект стаціонарної р-ст. NX-3720E				
№	Назва	Кіль-ть, шт..	Ціна за од, грн. з ПДВ.	Всього, грн з ПДВ
Радіостанція та основне обладнання				
1	Стаціонарна р-ст. NX-3720E	1	16907	16907
2	Виконуючий пристрій RRC-01 IP	1	3480	3480
Електроживлення та заземлення				
1	Блок живлення PS-15SR 12V 15A з зарядним пристроєм	1	2755	2755
2	АКБ 12в Yuasa REC22-12 22A	1	4060	4060
3	Кабель живлення двожильний 12в 400мм з однієї сторони опресований клемми під болт М5 (для АКБ)	1	290	290
4	Кабель живлення трьох жильний 220в ПВС 3*2,5 10м (220 на БЖ)	1	580	580
5	Кабель заземлення 5 м ПВ-3 4 мм кв. опресований клемми під болт М5 та М4 (заземл на рст)	1	290	290
6	Атівандальний ящик 7U	1	783	783
7	Вимикач автоматичний МВ 120А 18А	1	116	116
8	Монтажний бокс для вимикача	1	145	145
ВЧ обладнання				
1	Грозозахист ВЧ CSA-1N	1	580	580
2	ВЧ кабель RJ58 комутаційний BNC male N male L=400 мм (рст-грозозахист)	1	290	290
Антенно-фідерне обладнання				
1	Антенна базова	1	5800	5800
2	Фідер антенний типу RG-8U 30 метрів . 3 ВЧ роз'ємами типу N-male	1	7250	7250
3	Шогла антенна телескопічна Шпіль-9 з монтажним комплектом (висота - 9 метрів)	1	5510	5510
Всього в грн.				48 836,00
Пусконаладжувальні роботи				

1	Монтаж та інсталяція обладнання замовнику	1	1450	1450
2	Монтаж щогли	1	1450	1450
3	Монтаж стаціонарної антени	1	1450	1450
4	Затрати на відрядження	1	1450	1450
Всього в грн.				5 800,00
Всього ПО РОЗДІЛУ				54 636,00
Загальна вартість, грн з ПДВ на 10 базових станцій				546 360,00

Розрахунок обладнання для автотранспорту бригад ОВБ:

Комплект автомобільної р-ст. NX-3720G (шлюз)				
№	Назва	Кіль-ть, шт..	Ціна за од, грн. з ПДВ.	Всього, грн з ПДВ
Радіостанція та основне обладнання				
1	Радіостанція автомобільна , тип Kenwood NX-3720E	1	16907	16907
2	Мікрофон тангента Kenwood КМС-60	1	1160	1160
3	Кабель інтерфейсний ПУ, тип КСТ-71М3	1	2900	2900
4	Радіостанція портативна , тип Kenwood NX-1200DE3	1	7250	7250
5	КРК-19В модуль виносу панелі управління (станційна частина)		4350	4350
6	КРК-18Н модуль виносу панелі управління (панельна частина)	1	4205	4205
7	Корпус, плата управління	1	5220	5220
8	Дуплексер	1	7250	7250
9	Гарнітура КМС-21	1	1160	1160
10	Автомобільна антена з кріпленням	1	2030	2030
Всього в грн.				52 432,00
Пусконаладжувальні роботи				
1	Монтаж та інсталяція обладнання замовнику	1	1450	1450
2	Затрати на відрядження	1	1450	1450
Всього в грн.				2 900,00
Всього ПО РОЗДІЛУ грн з ПДВ				55 332,00
Загальна вартість, грн з ПДВ на 23 автотранспорту				1 272 636,00

Розрахунок комплекту носимих радіостанцій бригад ОВБ:

Комплект обладнання диспетчерського пункту				
№	Назва	Кіль-ть, шт..	Ціна за од, грн. з ПДВ.	Всього, грн з ПДВ
1	Портативна радіостанція NX-1200DE3	1	5700	5700
2	Антенa КРА-26М	1	513	513
3	Акумулятор КНВ-45L	2	1425	2850
4	Адаптер автомобільний KVC-22 з KSC-35SCR (13B)	1	1624,5	1624,5
5	Зарядний пристрій KSC-35S (220B)	1	997,5	997,5
Всього в грн.				11 685,00
Загальна вартість, грн з ПДВ на 23 портативні радіостанції				268 755,00

Розрахунок обладнання для чергових диспетчерів центрів ОДУ:

Комплект обладнання диспетчерського пункту				
№	Назва	Кіль-ть, шт..	Ціна за од, грн. з ПДВ.	Всього, грн з ПДВ
1	Пульти дистанційного управління PDU104	12	21460	257520
Всього в грн.				257 520,00
Пусконаладжувальні роботи				
1	Монтаж та інсталяція обладнання замовнику	12	1450	17400
2	Затрати на відрядження (2 центри – 12 диспетчерів)			17400
Всього в грн.				34 800,00
Всього ПО РОЗДІЛУ грн з ПДВ				292 320,00

Отже загальна вартість побудови цифрового радіозв'язку центрів ОДУ АТ «Херсонобленерго» у 2022 році складає:

№	Назва	Кіль-ть, шт..	Вартість, грн за од. з ПДВ	Всього грн з ПДВ
1	Базове обладнання	10	54 636,00	546 360
2	Обладнання для автомобілів	23	55 332,00	1 272 636
3	Обладнання для диспетчерів	12	24 360,00	292 320
4	Портативні радіостанції	23	11 685,00	268 755
5	ПЗ та програматори	2	6 480,00	12 960
Всього грн з ПДВ				2 393 031
Всього грн без ПДВ				1 994 192,5

Техніко-економічне обґрунтування впровадження цифрового радіозв'язку центрів ОДУ АТ «Херсонобленерго»

Побудова цифрового радіозв'язку центрів ОДУ пов'язана насамперед з необхідністю задовольнити потребу у високоякісному радіозв'язку диспетчерів центрів ОДУ з бригадами ОВБ для здійснення оперативного процесу.

Оскільки з формування 2-х центрів ОДУ (у м. Херсон та м. Н.Каховка) та великим територіально рознесенням бригад ОВБ, наявна система радіозв'язку Товариства з бригадами ОВБ не буде забезпечувати належне функціонування із-за неможливості фізичного покриття на величезні відстані.

Тому рішення запровадити нову цифрову систему радіозв'язку на базі ІР-технологій, як раз і вирішує таку проблему. Ним передбачається встановлення 10 стаціонарних радіостанцій на щоглових спорудах Товариства з віддаленим керуванням їх по корпоративній ІР-мережі. На 23 бригадних автотранспортних засобах буде встановлено комплект обладнання для здійснення оперативних перемовин бригад ОВБ з черговим диспетчером відповідного центру ОДУ. У 2-х центрів ОДУ буде встановлено обладнання для керування відповідними стаціонарними радіостанціями по корпоративній

IP-мережі.

Враховуючи, що побудова цифрового радіозв'язку значно підвищує оперативність ліквідації аварійних ушкоджень у електричних мережах, що зменшує недовідпустку електроенергії. Таким чином покращуються показники надійності електропостачання SAIDI (індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні) та SAIFI (індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні).

За розрахунками та досвідом Товариства, після впровадження цифрового радіозв'язку, який забезпечує можливість керування бригадами ОБВ з відповідного центру ОДУ, ліквідація одного відключення зменшується у середньому на три години. (без такої можливості ліквідація одного відключення, у середньому, складала - 6 годин). 1 година відключення дорівнює 180 кВт (розподільчі мережі) та 500 кВт (мережі 35-150 кВ), таким чином:

$$180 \cdot 3 = 540 \text{ кВт г}$$

$$500 \cdot 3 = 1500 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 0,61 грн/кВт г.

Зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень становить

В лік. = $0,61 \cdot 540 = 329,4$ грн. по одному відключенню у розподільчих мережах.

В лік. = $0,61 \cdot 1500 = 915$ грн. по одному відключенню у мережах 35-150 кВ.

У середньому, у мережах на місяць трапляється орієнтовно 7 відключень у мережах 35-150 кВ та понад 65 відключень у мережах 0,4-10 кВ

Таким чином, загальне зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень за рік у мережах 0,4-150 кВ становить

Влік. = $329,4 \cdot 65 \cdot 12 + 915 \cdot 7 \cdot 12 = 256\,932 + 76\,860 = 333\,792$ грн (278 160 грн без ПДВ).

До додаткових отриманих переваг від цифрового радіозв'язку та проведення оперативного усунення аварій можна ще віднести:

- економію палива для транспорту;
- економію часу.

У середньому за досвідом Товариства, економія палива для транспорту за рахунок впровадження цифрового радіозв'язку, що прискорює пошуки місця пошкодження у електричних мережах дорівнює у середньому за рік 53 539 грн. (44 616 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект з впровадження цифрового радіозв'язку центрів ОДУ АТ "Херсонобленерго" складе:

$$\text{Езаг.} = 333\,792 + 53\,539 = 387\,331 \text{ грн або } 322\,776 \text{ грн (без ПДВ).}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{\text{ок.}} = 1\,994,1925 / 322,776 = 6,17 \text{ р.}$$

Розбудова оптоволоконної лінії зв'язку по ПЛ з організацією каналу зв'язку та передавання даних між вузлами телекомунікаційної мережі Товариства - Херсонобленерго та Херсонським ВДРМ

В АТ “Херсонобленерго” розвиток оптоволоконних ліній зв'язку по ПЛ не був розвинутий через відсутність нагальної потреби у надзвичайно високошвидкісних каналах передачі даних, однак час та перспективи розвитку автоматизованих систем диспетчерського управління (АСДУ) при централізації оперативно-диспетчерського управління (ОДУ) вносять таку потребу.

Оскільки починаючи у 2021 року в АТ “Херсонобленерго” відбувається централізація ОДУ з формуванням 2-х центрів (у м. Херсон та м. Н.Каховка) з підпорядкуванням до них усіх оперативно-диспетчерських груп (ОДГ) структурних підрозділів АТ “Херсонобленерго” та впровадженням службою ІТ інформаційної структури Товариства з резервуванням серверного обладнання рознесеного між серверними центру обробки даних, то стає нагальна потреба забезпечення між телекомунікаційними вузлами серверних центру обробки даних розміщеними за адресами м. Херсон, вул. Пестеля, 5 (адмінбудівля АТ “Херсонобленерго”) та м. Херсон, вул. Робоча 82б (Херсонське ВДРМ АТ “Херсонобленерго”) високошвидкісним каналом передачі даних на базі оптоволоконної лінії по повітряним лініям (ПЛ).

Так побудова у 2023 році магістрального високошвидкісного каналу передачі даних з пропускною здатністю не менше 10Гбіт/с на базі оптоволоконної лінії зв'язку забезпечить наступне:

- резервування існуючого каналу передачі даних, котрий побудований на радіо-релейному обладнанні, швидкість якого становить 100Мбіт/с, за рахунок створення окремого VLAN на оптичному модемі зі швидкістю передачі даних до 75Мбіт/с;
- резервування цифрового потоку Е1 між центральною АТС АТ “Херсонобленерго” (м. Херсон, вул. Пестеля 5) та АТС Херсонським ВДРМ (м. Херсон, вул. Робоча 82б), який забезпечує 30 вхідними-вихідними лініями голосового набору;
- синхронізацію даних між центрами обробки даних, основним – розміщений у адмінбудівлі по вул. Пестеля 5 (м. Херсон) та Херсонським ВДРМ по вул. Робоча 82б (м. Херсон) з досить великою швидкістю.

Основні компоненти каналу передачі даних між адмінбудівлею по вул. Пестеля 5 (м. Херсон) та Херсонським ВДРМ по вул. Робоча 82б (м. Херсон) є:

- оптичний кабель самонесучий марки FinMark UT012-SM-48 (на 12 волокон) — 8,5км;

- оптичні комутатори типу MSW-4424C-AA з модулями SFP+ 10GB (ISFP-S9010-31-D) та SFP 1GB (ISFP-S7020-31-D) — 2 шт;
- оптичні модеми OM-4E1-Eth з модулем SFP 1GB (SFP-2SM-1310NM-20LC) — 2шт.

Оптичний самонесучий кабель закріплюється на опорах ПЛ АТ "Херсонобленерго" за рахунок оптичних анкерний натяжних затискачів НЗ(на опорах 0,4кВ) та підтримувальних затискачів П1 (на опорах 35кВ). Дальність прольоту кабелю може складати до 100м. Кабель складається з 12 одномодових волокон, який може забезпечити 6 каналами передачі даних швидкістю до 10 Гбіт/с. Кожен тип обладнання використовує по 2 одномодових волокна для передачі та прийому інформації між двома пунктами.

Оптичні комутатори типу MSW-4424C-AA забезпечують організацію високошвидкісного каналу передачі даних до 10Гбіт/с між центрами обробки даних. Комутатори типу MSW-4424C-AA забезпечені резервним блоком живлення що забезпечує додаткову надійність побудови системи.

Оптичні модеми OM-4E1-Eth забезпечують організацію до 4 -х цифрових потоків Е1 між АТС АТ "Херсонобленерго" та АТС Херсонським ВДРМ, що в повній мірі надають змогу зарезервувати існуючі канали голосового набору.

Розрахунок побудови оптоволоконної лінії зв'язку по ПЛ з організацією мережі зв'язку та передавання даних між вузлами телекомунікаційної мережі Товариства - центральною адмінбудівлею та Херсонським ВДРМ приведен у таблиці:

№	Назва	Кіль-ть, шт. (м)	Ціна за од, грн. без ПДВ.	Всього, грн безз ПДВ
1	Оптичний кабель самонесучий марки FinMark UT012-SM-15 (на 12 волокон)	8500	8	68000
2	Затискач анкерний натяжних НЗ	170	11	1870
3	Затискач підтримувальний П1	20	30	600
Всього в грн. без ПДВ				70 470
Пусконаладжувальні роботи				
1	Монтажні работ з прокладання оптичного кабелю			68500
Всього в грн. без ПДВ				138 970,00
Обладнання високошвидкісного каналу передачі даних мережі Ethernet				
1	Керований комутатор MSW-4424C-AA with 20x 1Gb Ports and 4x 10Gb Ports, Redundant Dual 100-240VAC Input Power	2	34520,00	69040,00
2	Модуль ISFP-S9010-31-D Industrial SFP+ module, 10Gb single-mode	4	6200	24800,00
3	Модуль ISFP-S7020-31-D Industrial SFP module, 1Gb single-mode LC port	8	1300	10400,00
Всього в грн. без ПДВ				104 240,00
Обладнання передачі цифрового потоку Е1				
1	Оптичний модем OM-4E1-Eth (живлення 48В)	2	10400	20800
2	Модуль SFP 1GB (SFP-2SM-1310NM-20LC)	2	495	990

	Всього в грн.	21 790,00
	Всього ПО РОЗДІЛУ грн без ПДВ	265 000,00

Техніко-економічне обґрунтування, щодо розбудови оптоволоконної лінії зв'язку по ПЛ з організацією каналу зв'язку та передавання даних між вузлами телекомунікаційної мережі Товариства - Херсонобленерго та Херсонським ВДРМ

З розвитком інформаційних технологій та автоматизованих систем диспетчерського управління (АСДУ) з централізацією оперативно-диспетчерського управління (ОДУ) в АТ "Херсонобленерго" привело к необхідності побудови власної магістральної оптоволоконної лінії зв'язку з організацією високошвидкісного каналу передачі даних та зв'язку між двома вузлами телекомунікаційної мережі Товариства, а саме між Херсонобленерго (Пестеля, 5) та Херсонським ВДРМ (Робоча, 82б)

Побудова магістрального високошвидкісного каналу передачі даних з пропускною здатністю не менше 10Гбіт/с на базі оптоволоконної лінії зв'язку забезпечить наступне:

- резервування існуючого каналу передачі даних, котрий побудований на радіо-релейному обладнанні, швидкість якого становить 100Мбіт/с, за рахунок створення окремого VLAN на оптичному модемі зі швидкістю передачі даних до 75Мбіт/с;

- резервування цифрового потоку E1 між центральною АТС АТ "Херсонобленерго" (м. Херсон, вул. Пестеля 5) та АТС Херсонським ВДРМ (м. Херсон, вул. Робоча 82б), який забезпечує 30 вхідними-вихідними лініями голосового набору;

- синхронізацію даних між центрами обробки даних, основним – розміщений у адмінбудівлі по вул. Пестеля 5 (м. Херсон) та Херсонським ВДРМ по вул. Робоча 82б (м. Херсон) з досить великою швидкістю.

Впровадження такого високошвидкісного каналу передачі даних та зв'язку не тільки забезпечить належне функціонування (резервування) усіх програмних комплексів Товариства, а й стане та надійне функціонування ОДУ з отриманням своєчасно черговими диспетчерами відповідних заявок на відновлювальні роботи в розподільчих електричних мережах через ПК Колл-центр та достовірного надходження телеметричної інформації з підстанцій 35кВ та 10кВ.

Враховуючи вищевикладене можна стверджувати, що впровадження власної магістральної оптоволоконної лінії зв'язку з організацією високошвидкісного каналу передачі даних та зв'язку між двома вузлами телекомунікаційної мережі Товариства значно підвищує оперативність ліквідації аварійних ушкоджень у електричних мережах, що зменшує недовідпустку електроенергії. Тобто покращуються показники надійності електропостачання SAIDI (індекс середньої тривалості довгих перерв в

електропостачанні) та SAIFI (індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні).

За розрахунками та досвідом Товариства, після такого заходу ліквідація одного відключення зменшується у середньому на три години. (без отримання інформації з пристроїв телемеханіки ліквідація одного відключення, у середньому, - 6 годин)

1 година відключення в розподільчих мережах дорівнює 180 кВт, таким чином:

$$180 \cdot 3 = 540 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 0,61 грн/кВт г.

Зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень становить
В лік. = $0,61 \cdot 540 = 329,4$ грн. по одному відключенню у розподільчих мережах.

У середньому, у мережах на місяць трапляється орієнтовно понад 65 відключень у мережах 0,4-10 кВ .

Таким чином, загальне зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень за рік у мережах 0,4-10 кВ становить

Влік. = $329,4 \cdot 65 \cdot 12 + 915 \cdot 7 \cdot 12 = 256\,932 + 76\,860 = 333\,792$ грн (278 160 грн без ПДВ).

До додаткових отриманих переваг від цифрового радіозв'язку та проведення оперативного усунення аварій можна ще віднести:

- економію палива для транспорту;
- економію часу.

У середньому за досвідом Товариства, економія палива для транспорту за рахунок впровадження такого заходу , що прискорює пошуки місця пошкодження у електричних мережах дорівнює у середньому за рік 53 539 грн. (44 616 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект з впровадження оптоволоконної лінії зв'язку з організацією високошвидкісного каналу передачі даних та зв'язку між двома вузлами телекомунікаційної мережі Товариства складе:

$$\text{Езаг.} = 333\,792 + 53\,539 = 387\,331 \text{ грн або } 322\,776 \text{ грн (без ПДВ).}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{\text{ок.}} = 265 / 322,776 = 0,82 \text{ р.}$$

План заходів із забезпечення підвищення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг (шляхом створення систем реєстрації відключень в електричних мережах 6 — 150кВ)

Для забезпечення підвищення достовірності даних зі здійснення моніторингу якості послуг у АТ «Херсонобленерго» проводиться наступна робота:

1. Розвиток автоматизованої системи реєстрації відключень в електричних мережах.

2. Впровадження систем реєстрації перерв (СРП) в електропостачанні на ПС-150кВ, ПС-35кВ, ТП(РП)-10(6)кВ.

3. Впровадження системи отримання інформації про можливі відключення в електромережах непрямыми засобами (за рахунок встановлення приладів обліку з функцією фіксацією втрати напруги на трансформаторних вводах 0,4кВ в ТП-10(6)кВ).

1. Автоматизована система (АС) реєстрації відключень в електричних мережах АТ «Херсонобленерго» впроваджена у Товаристві та складається з сукупності систем, функціональність яких інтегрована між собою та базується на існуючій SCADA — ПК ОІК (на базі ПК СКАТ^{ТМ} виробництва ТОВ «ОАСУ Енерго») та ПК “Call Center” (АТ "Херсонобленерго"), ГІС EnergoGeoManager (АТ "Херсонобленерго").

АС АТ «Херсонобленерго» забезпечує наступні функції та виконує задачі:

- побудована схема (топологія) мережі від ПС-150кВ до фідера 0,4кВ (включно), на основі модулю комутаційної мережі, котрий розраховує топологію мережі з урахуванням актуального стану комутаційних апаратів, формує пов'язаний список (дерево) елементів, що живляться між собою (**виконує ПК ОІК**);

- автоматичне отримання телеметричної інформації (стан положення вимикачів та їх керування; вимірів напруги, струму, тощо) з систем реєстрації перерв ПС-150кВ, ПС-35кВ, ТП(РП)-10(6)кВ (**виконує ПК ОІК**);

- автоматична зміна топології електричної мережі при зміні положення комутаційного обладнання, як від телеметричних пристроїв з ПС, ТП, так і від ручного режиму (**виконує ПК ОІК**);

- автоматична фіксація часу відключення споживача (групи споживачів) по прийому відповідного звернення через оператора Колл-центра або за рахунок отриманих змін топології електричної мережі від ПК ОІК, при відключенні комутаційного апарату на ПС, ТП (**виконує ПК “Call Center”**);

- автоматична фіксація часу відключення споживача (групи споживачів) по прийому відповідного сигналу з лічильника з функцією фіксації відсутності напруги (у перспективі буде виконувати ПК “Call Center” при впровадженні таких лічильників на ТП);

- автоматичний розрахунок показників надійності SAIDI/SAFI на основі отриманих даних (періодах відсутності електропостачання у споживачів) з формуванням відповідної звітної форми (11-НКРЕ) (**виконує ПК “Call Center”**);

- автоматична візуалізація статусу електричної мережі (включена, відключена, виведена з експлуатації) у вигляді GEO-просторових зображень на місцевості (**виконує ГІС EnergoGeoManager**).

Джерелами отримання інформації для автоматизованого формування показників якості в АТ «Херсонобленерго» на даний час виступають:

- телеметрична інформація з систем ТМ та СРП з ПС-150кВ, ПС-35кВ, ТП-10(6)кВ через **ПК ОІК**;

- звернення споживачів через оператора **ПК “Call Center”**;

У перспективі після впровадження лічильників з функцією фіксації відсутності напруги на трансформаторних вводах 0,4кВ в ТП-10(6)кВ) по пілотному проекту одного з районів, додасться ще:

- сигнал відсутності напруги з лічильника (за рахунок отримання відповідного SMS повідомлення) через **ПК “Call Center”**.

2. Впровадження систем реєстрації перерв (СРП) в електропостачанні ПС-150кВ, ПС-35кВ, ТП(РП)-10(6)кВ, передбачається проводити за значимістю впливу перерв в електропостачанні за класом напруги 10(6)кВ та 0,4кВ на показник надійності SAIDI.

На даний час вплив перерв в електропостачанні за класом напруги 10(6)кВ та 0,4кВ на показник надійності SAIDI в АТ “Херсонобленерго” наступний (у відсотковому співвідношенні):

- в напрузі 10(6)кВ складає 81,73%;
- в напрузі 0,4кВ складає 18,27%.

Оскільки значна частка припадає на клас напруги 10(6)кВ, то значну роль відіграє першочергове впровадження системи реєстрації перерв (СРП) в електропостачанні саме по класу напруги 10(6)кВ. Потім вже впровадження такої системи по класу напруги 0,4кВ.

2.1. Впровадження систем реєстрації перерв (СРП) в електропостачанні фідерів 10(6)кВ на ПС-150кВ, ПС-35кВ, ТП(РП)-10(6)кВ буде проходити у 2 етапи:

- I етап (протягом першого регуляторного періоду 3 роки) - створити на всіх підстанціях систему автоматичної реєстрації відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів 10(6)кВ, що забезпечить реєстрацію та миттєве отримання інформації про факт та термін відключення обладнання, інформацію попереджувальної сигналізації замикання на землю у мережі 6/10 кВ, силового трансформатору, про якісні характеристики - струмове навантаження та напругу на секції шин вводів трансформаторів;

- II етап (послідуючі регуляторні періоди) – комплексна реконструкція підстанції для забезпечення повного телеуправління ПС-150кВ, ПС-35кВ, ТП-10(6)кВ з поетапною заміною застарілого силового обладнання підстанції (масляних вимикачів).

На кінець Інвестиційного періоду 2020 року обсяги покриття ПС-150кВ, ПС-35кВ, РП-10кВ системою реєстрації відключень в електричних мережах 6(10)-150 кВ АТ «Херсонобленерго» складають:

- з 19 ПС-150кВ телемеханізовані — 19: з них 11 (повна ТМ) та 8 (система реєстрації відключень);

- з 199 ПС-35кВ телемеханізовані — 66: з них 19 (повна ТМ) та 47 (система реєстрації відключень).

Обсяги телемеханізації фідерів 10кВ на ПС-150, 35кВ та РП-10(6)кВ АТ «Херсонобленерго» на кінець 2020року

№ п/п	Клас ПС, кВ	Всього ПС	Тип телемеханіки	Кількість ПС		Кількість фідерів 10 кВ	
				шт.	%	всього	1599
						шт.	%
1	ПС-150кВ	19	повна ТМ	11	58%	722	45%
			система реєстрації відключень (СРВ)	8	42%		
			всього телемеханізовано	19	100%		
2	ПС-35кВ	199	повна ТМ	19	10%	722	45%
			система реєстрації відключень (СРВ)	47	24%		
			всього телемеханізовано	66	33%		
3	РП-10кВ	35	всього телемеханізовано	0	0%	0	

Заходи з впровадження систем реєстрації перерв (СРП) в електропостачанні фідерів 10(6)кВ на ПС-150кВ, ПС-35кВ, ТП(РП)-10(6)кВ

До заходів із забезпечення 100% покриттям усіх ПС-150кВ, ПС-35кВ, РП-10кВ системою реєстрацією відключень в електричних мережах 6 - 150 кВ АТ «Херсонобленерго» згідно I-етапу плану заходів передбачається

1. На перший календарний рік (2021) — *побудувати систем ТМ на 16 ПС-35кВ та на 11 ПС-35кВ і 1 ПС-150кВ провести модернізацію існуючих систем ТМ* (забезпечення функції ТВ та ТК в окремих комірках 10кВ при заміні в них силового обладнання).

У рамках 1 розділу ПП-2021 року планується створення 10 комплексів реєстрації перерв на ПС-35кВ (ПС-35кВ «В.Дружина», ПС-35кВ «Гладковская», ПС-35кВ «Каланчацкая», ПС-35кВ «Н.Киевская», ПС-35кВ «Раденская», ПС-35кВ «Степная», ПС-35кВ «Благодатная», ПС-35кВ «Днепряны», ПС-35кВ «Счастливецово», ПС-35кВ «Стрелковое») та дооснастити існуючих систем телемеханіки на 11 ПС-35кВ (ПС-35кВ «Белозерская», ПС-35кВ «Дарьевская», ПС-35кВ «Камышанская», ПС-35кВ «Лесная», ПС-35кВ «Н.Збурьевка», ПС-35кВ «Основа», ПС-35кВ «Геническая», ПС-35кВ «Голопристанская», ПС-35кВ «Антоновка», ПС-35кВ «Восточная», ПС-35кВ «Приволье»). У рамках 3 розділу ПП-2021 року планується дооснащення системи телемеханіки на однієї ПС-150кВ «Н.Алексеевка» та створення 6 комплексів реєстрації перерв на ПС-35кВ (ПС-35кВ «Н.Збурьевская», ПС-35кВ «Долматовская», ПС-35кВ «Ж.Порт», ПС-35кВ «Бехтерская», ПС-35кВ «Коминтерн» та ПС-35кВ «Сов. Азербайджан»).

Загальна вартість заходу на 2021рік приблизно становить 28400 тис. грн. без ПДВ. При цьому обсяг телемеханізації ПС-150, 35кВ АТ «Херсонобленерго» на кінець 2021року складе:

Обсяги телемеханізації фідерів 10(6)кВ на ПС-150, 35кВ та РП-10(6)кВ

АТ «Херсонобленерго» на кінець 2021року

№ п/п	Клас ПС, кВ	Всього ПС	Тип телемеханіки	Кількість ПС		Кількість фідерів 10 кВ	
				шт.	%	всього	1599
						шт.	%
1	ПС-150кВ	19	повна ТМ	12	63%	780	49%
			система реєстрації відключень (СРВ)	7	37%		

			всього телемеханізовано	19	100%	
2	ПС-35кВ	199	повна ТМ	25	13%	
			система реєстрації відключень (СРВ)	57	29%	
			всього телемеханізовано	82	41%	
3	РП-10кВ	35	всього телемеханізовано	0	0%	0

2. На другий календарний рік (2022) — *побудувати системи ТМ на 70 ПС-35кВ та на 10 ПС-35кВ провести модернізацію існуючих систем ТМ* (забезпечення функції ТВ та ТК в окремих комірках 10кВ при заміні в них силового обладнання)

У рамках 1 розділу ІІІ-2022 року планується створення 3 повних систем телемеханіки (з функцією ТК) на ПС-35кВ (ПС-35кВ «Новорайская», ПС-35кВ «Константиновка», ПС-35кВ «Чаплынка»), на ПС-35кВ «Богдановка» - системи з телемеханізації окремої комірочки та дооснастити існуючі системи телемеханіки на 10 ПС-35кВ (ПС-35кВ «Скадовская», ПС-35кВ «В.Александровка», ПС-35кВ «Порт», ПС-35кВ «Высоковская», ПС-35кВ «Григорьевка», ПС-35кВ «Каланчацкая», ПС-35кВ «Ключевая», ПС-35кВ «Мирная», ПС-35кВ «Приволье», ПС-35кВ «МИС»). У рамках 3 розділу ІІІ-2022 року планується створення 66 комплексів реєстрації перерв на ПС-35кВ.

Загальна вартість заходу на 2022рік приблизно становить 62005 тис. грн. без ПДВ. При цьому обсяг телемеханізації ПС-150, 35кВ АТ «Херсонобленерго» на кінець 2022року складе:

Обсяги телемеханізації фідерів 10(6)кВ на ПС-150, 35кВ та РП-10(6)кВ АТ «Херсонобленерго» на кінець 2022року

№ п/п	Клас ПС, кВ	Всього ПС	Тип телемеханіки	Кількість ПС		Кількість фідерів 10кВ	
				шт.	%	всього	1599
						шт.	%
1	ПС-150кВ	19	повна ТМ	12	63%	1087	68%
			система реєстрації відключень (СРВ)	7	37%		

			всього телемеханізовано	19	100%		
2	ПС-35кВ	199	повна ТМ	25	14%		
			система реєстрації відключень (СРВ)	127	62%		
			всього телемеханізовано	152	76%		
3	РП-10кВ	35	всього телемеханізовано	0	0%	0	

3. На третій календарний рік (2023) — *побудувати системи ТМ на 47 ПС-35кВ та на 35 РП-10(6)кВ, на 7 ПС-35кВ провести модернізацію існуючих систем ТМ* (забезпечення функції ТС в окремих комірках 10кВ) — в рамках 3 розділу ІІІ-2023.

Загальна Вартість заходу на 2023рік приблизно становить 63320 тис. грн. без ПДВ. При цьому обсяг телемеханізації ПС-150, 35кВ АТ «Херсонобленерго» на кінець 2023року складе:

Обсяги телемеханізації фідерів 10(6)кВ на ПС-150, 35кВ та РП-10(6)кВ АТ «Херсонобленерго» на кінець 2023року

№ п/п	Клас ПС, кВ	Всього ПС	Тип телемеханіки	Кількість ПС		Кількість фідерів 10 кВ	
				шт.	%	всього	1599
						шт.	%
1	ПС-150кВ	19	повна ТМ	12	63%	1349	100%
			система реєстрації відключень (СРВ)	7	37%		
			всього телемеханізовано	19	100%		
2	ПС-35кВ	199	повна ТМ	28	14%		
			система реєстрації відключень (СРВ)	171	86%		
			всього телемеханізовано	199	100%		

3	РП-10кВ	35	всього телемеханізовано	35	100%	250	
---	---------	----	-------------------------	----	------	-----	--

Перелік та етапи виконання заходів з впровадження системи реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10кВ на ПС-150кВ, ПС-35кВ та РП-10(6)кВ викладені у додатку 1. Таким чином завдяки цього передбачається досягнення 100% телемеханізації (в обсягах фідерів 10кВ) ПС-150кВ, ПС-35кВ, РП-10(6)кВ АТ «Херсонобленерго».

2.2. Впровадження систем реєстрації перерв (СРП) в електропостачанні фідерів 0,4кВ в ТП-10(6)кВ буде проводитися наступним чином:

В рамках кожного Інвестиційного періоду проводиться реконструкція визначеної частини ТП із створенням комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні споживачів в мережі 0,4кВ з встановленням відповідних автоматичних вимикачів з додатковими блок контактами на лініях 0,4кВ, де є значна кількість відключень та більша частка споживачів, та підключення їх до системи телемеханіки на базі контролеру СКАТ ТМ, яка встановлюється (або вже встановлена) на ТП.

На кінець Інвестиційного періоду 2020 року обсяги покриття ТП-10(6)кВ системою реєстрації перерв в електричних мережах 0,4кВ АТ «Херсонобленерго» складають:

- з 4506 ТП-10(6)кВ телемеханізовані — 129 шт.

Обсяги телемеханізації фідерів 0,4кВ в ТП-10(6)кВ АТ «Херсонобленерго» на кінець 2020 року

№ п/п	Клас ПС, кВ	Всього ТП	Тип телемеханіки	Кількість ПС		Кількість фідерів 0,4 кВ	
				шт.	%	всього	9702
						шт.	%
1	ТП-10(6)кВ	4506	система реєстрації перерв (СРП)	129	2,86	461	4,75

3. *Впровадження системи отримання інформації про можливі відключення в електромережах непрямыми засобами* (за рахунок встановлення приладів обліку з функцією фіксацією втрати напруги на трансформаторних вводах 0,4кВ в ТП-10(6)кВ).

В рамках пілотного проекту з організації обліку електричної енергії та моніторингу показників надійності (безперервності) електропостачання ТП-10(6)/0,4кВ на одному з районів Херсонській області на 2021 рік заплановано на 180 ТП (з них 157 - КТП, 19 - ЗТП, 4 - мачтові) Новотроїцького району встановити прилади обліку з функцією фіксацією втрати напруги на трансформаторних вводах 0,4кВ та впровадити *систему отримання інформації про можливі відключення в електромережах*.

Така система буде забезпечувати наступну функціональність:

- відправлення SMS-повідомлення про зникнення напруги по кожній фазі та приладу обліку в цілому;
- зчитування профілю навантаження по кожній фазі та показів накопиченої електричної енергії на кінець доби.

Формування заявок про відключення споживачів у ПК “Call Center” (АТ “Херсонобленерго”) буде виконуватися автоматично при отриманні SMS-повідомлення від відповідного приладу обліку.

Додаток 1 - Перелік та етапи виконання заходів з впровадження системи реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10кВ на ПС-150кВ, ПС-35кВ та РП-10(6)кВ

№ з/п	Найменування заходів	Одиниця виміру	Усього		Стан виконання по рокам						Джерело фінансування
			кількість нових (дооснащених)	Вартість тис. грн (без ПДВ)	2021		2022		2023		
					кількість нових (дооснащених)	Вартість тис. грн (без ПДВ)	кількість нових (дооснащених)	Вартість тис. грн (без ПДВ)	кількість нових (дооснащених)	Вартість тис. грн (без ПДВ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Реконструкція ПС-35кВ з телемеханізацією ("В.Дружина", "Гладковская", "Каланчацкая", "Н.Киевская", "Раденская", "Степная", "Благодатная", "Днепряны", "Счасливцево", "Стрелковое", "Новорайская", "Константиновка", "Чаплынка", "Богдановка", <u>дооснащення</u> - "Белозерская", "Дарьевская", "Камышанская", "Лесная", "Н.Збурьевка", "Основа", "Геническая", "Голопристанская", "Антоновка", "Восточная", "Приволье", "Скадовская", "В.Александровка", "Порт", "Высоковская", "Григорьевка", "Каланчацкая",	шт	14 (21)	26415	10 (11)	20530	4 (10)	5885	-	-	інвестиційна програма (1 розділ)
2	Телемеханізація ПС-150кВ "Н.Алексеевка" (<u>дооснащення</u>)	шт	(1)	1580	(1)	1580	-	-	-	-	інвестиційна програма (3 розділ)
3	Телемеханізація ПС-35кВ ("Н.Збурьевская", "Долматовская", "Ж.Порт", "Бехтерская", "Коминтерн", "Сов. Азербайджан", "Геройская", "Памятное", "Большевик", "М.Копани", "Кардашинская", "Б.Остров", "Приморская", "Береговая", "Грушевка", "Широкая", "Таврия", "Птаховка", "Новониколаевка", "Михайловка", "Красная", "Морская", "Новоросийская", "Молодежная", "Подовое", "Чкалово", "Отрадовка", "Федоровка", "Н.Михайловка", "Генгорка", "Озеряне", "Партизаны", "Петровка", "Приазовская", "Чонгар", "Фрунзе", "Трофимовка", "Дружбовка", "П.Покровка", "КХП", "Ключевая", "Кр. Чабан", "Мирная", "Балтазаровка", "Григорьевка", "К.Владимировка", "Маркеево", "Строгоновка", "Шевченко", "Хлебодаровка", "ГНС-РОС", "Первомаевская", "Самойловская", "Ушкалка", "Громовка", "Васильевка", "Осокоровская", "Крещеновская", "Гавриловская", "Светличная", "Н.Вознесенская", "Пионер", "Н.Воскресенская", "Беляевская", "Н.Воронцовская", "Сиваши", "Попелаки", "Н.Григорьевка", "Вербь", "Золотобалковская", "Архангельская", "Новодмитриевская", "Тарасовка", "Подокалиновка", "Ст. Маячка", "Б.Копани", "Брилевка", "Н.Маячка", "К.Лагеря", "Таврийская", "Тягинская", "Змеевская", "Качкаровская", "Львовская", "Раковская", "Казацкая", "Кировская", "Костырская", "Сухановская", "Н.Каирская", "Кр.Маяк", "Заречная", "Богдановка", "Заозерное", "НС МК – 5", "Каменка", "Черянка", "Коробки", "Кр. Перекоп", "Краса Херсонщины", "НС 6 Р-1-1", "НС МК-3", "Черноморовка", "Р.Люксембург", "Ретранслятор", "Тавричанка", "Благовещенка", "Каирская", "Ольгино", "ГОС", "Пограничная", "Червонофлотская", "Янтарная", "Высокопольская", "Кочубеевская", "Б.Криницкая",	шт	119 (7)	107790	6	6290.0	66	56120	47(7)	45380	інвестиційна програма (3 розділ)
4	Телемеханізація РП-10 кВ ("Сенявина", "Шмидта", "Индустриальный", "Блохера", "Дорофеева", "Шенгеля", "ТОК", "Николаевский", "Мост", "РП-32", "КНС-5", "Мебельный", "РП-ЭКО", "Лечебный", "Шуменский", "Причальный", "РП Микон", "Западный", "Подпольный", "Черноморский", "Газетный", "Рабочий" - м.Херсон; РП-1, РП-3, РП-4, РП-5 – м.Геническ; РП-1, РП-2, РП-3, РП-5, РП-6, РП-7, РП-8, РП-Винзавод – м.Н.Каховка; РП-837 – м.Олешки)	шт	35	17940	-	-	-	-	35	17940	інвестиційна програма (3 розділ)
ВСЬОГО:				153725		28400		62005		63320	

22.5. Повітряні лінії 0,4-6-10 кВ

1. Будівництво і реконструкція ПЛ-10(6)кВ

В рамках плану розвитку ОСР на 2022-2026рр Товариством планується виконати будівництво та реконструкцію 629,22 км ПЛ-10(6)кВ витративши 451828,73 тис. грн. без ПДВ.

Реконструкцією передбачається заміна проводу перетином 35 мм на провід перетином 70 мм.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності дорівнює:

$$Д = Д_{70} - Д_{35}$$

$$Д_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (\frac{Ц_{\max}}{Ц_{\min}}) * N = 265 * 2190 * (1,39 - 0,95) * 35 = 8937390 \text{ грн}$$

$$Д_{35} = P_{\max} * T_{\max} * (\frac{Ц_{\max}}{Ц_{\min}}) * N = 175 * 2190 * (1,39 - 0,95) * 35 = 5902050 \text{ грн,}$$

$$P_{\max} = I_{\max} * U,$$

де - I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год. (період максимального}$$

навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину);

N - кількість ПЛ.

$$Д = 8937390 - 5902050 = 3035340 \text{ грн (з ПДВ)}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10 кВ приходить біля 6 ділянок, яким потрібна реконструкція або заміна при понаднормативних швидкостях вітру та ожеледиці.

Вартість ліквідації наслідків стихії на одній ділянці (з урахуванням вартості матеріалів, транспорту (ГКД 34.05.604-2002), виконання робіт (ГКД 24.05.834-98) складає близько 6900 грн. Економія за рік складає:

$$В_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Тоді, загальна економія складає:

$$\underline{В}_{\text{стих}} = 41400 * 629,22 = 26\,049\,708 \text{ грн,}$$

де 629,22– довжина ПЛ-10кВ, що підлягає реконструкції у 2022-2026 роках або 26 049 708 грн (без ПДВ).

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 250 кВА, кількості ТП- 420 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 250 \times 420 \times 6 = 630000 \text{ кВт*годин.}$$

При вартості 0,96 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 0,96 * 630000 = 604800 \text{ грн. по ПЛ.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ-10кВ, середня ушкодженість складає 5 разів на рік. Тобто, таким чином:

$$V_{\text{лік.}} = 5 * 604800 = 3\,024\,000 \text{ грн. або } 2\,520\,000 \text{ грн (без ПДВ).}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість опор на 1км ПЛ 6-10 кВ –25 шт. можна використати:

Матеріали	Кількість	Одиниці виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна сума (грн. (без ПДВ))
Опори (СВ 10,5-5)	3164	шт	3114	9 852 696
Провід стале алюмінієвий АС-50	9,5	т	87100	827 450
Ізолятори ШФ-20	6328	шт	94,8	599 895
Траверса ТМ-3	3164	шт	675	2 135 700
Всього на матеріали та обладнання:				13415741

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 18 782 037,4 грн.

За термін експлуатації ПЛ (25 років) необхідно виконати п'ять капремонтів. Витрати при цьому складуть 93 910 187 грн.

Витрати на ПЛ, що підлягає заміні, складають:

$$V_{\text{рем.}} = 93910187 : 25 = 3756407,48 \text{ грн. на один рік.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-6-10кВ за 1 рік складе :

$$V_{\text{експ.}} = V_{\text{рем.}} + V_{\text{лік.}} + V_{\text{стих}},$$

$$\underline{B}_{\text{експ.}} = 3756407,48 + 2520000 + 26\,049\,708 = 32\,326\,115,48 \text{ грн}$$

або 26 938 429,57 грн (без ПДВ).

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину проводу, оптимізації довжини ПЛ на 1 км ПЛ дорівнюють 32 кВт*год. в місяць. Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії:

$$B_{\text{втрат}} = 32 * 629,22 * 0,96 * 12 = 231955,66 \text{ грн (193296,38 грн без ПДВ)}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$B = \underline{B}_{\text{експ}} + B_{\text{втрат}} = 32\,326\,115,48 + 231955,66 = 32\,558\,071,14 \text{ грн.}$$

(27 131 725,95 грн без ПДВ)

Сукупний економічний ефект:

$$E_{\text{заг.}} = D + B = 3\,035,340 + 32\,558,071 = 35\,593,41 \text{ тис. грн}$$

або 29 661, 176 тис.грн (без ПДВ).

Загальний обсяг капіталовкладень згідно плану розвитку на становить **451 828,73** тис. грн без ПДВ.

Таким чином, термін окупності виконання цього заходу складе:

$$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг}} / E_{\text{заг}} = 451\,828,73 / 29\,661,176 = 15,2 \text{ років}$$

2.Реконструкція ПЛ-0,4кВ ізольованим проводом

В рамках плану розвитку ОСР на 2022-2026рр Товариством планується виконати реконструкцію 216,16 км ПЛ-0,4кВ витративши 218577,92 тис. грн. без ПДВ.

Реалізація проектів з реконструкції ПЛ-0,4кВ є ефективним заходом плану розвитку з точки зору:

- 1.Забезпечення безаварійності роботи, оскільки значно зменшується можливість коротких замикань на лінії.
- 2.Ліквідація витрат на розчищення трас ЛЕП.
- 3.Зниження експлуатаційних витрат.
- 4.Забезпечення безпеки як для обслуговуючого персоналу, так і для

сторонніх людей і тварин.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходів залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходів.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання та переводяться в металобрухт.

Оприбуткування зворотних матеріалів			
	Кількість після демонтажу	Вартість за тону	Вартість матеріалів
Кольоровий металолом	127,14	30	3814,2
Чорний металолом	189,39	5,5	1041,65
Разом			4855,85

2. Зниження ТВЕ

Зменшення витрат електроенергії $W_{\text{втрат}}$ згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням витрат на відповідний тариф.

$$W_{\text{втрат}} = W * C_{\text{вх.}}$$

де W – втрати електроенергії, кВт*год;

$C_{\text{вх.}}$ – закупівельний тариф, грн/кВт.

У середньому, за власними розрахунками Товариства, зменшення витрат електроенергії за рахунок збільшення перетину проводу, оптимізації довжини ПЛ, заміни неізолюваного проводу на ізолюваний на 1 км ПЛ дорівнює 183,33 кВт*год за 1 місяць. Відповідно після реалізації проекту ТВЕ зменшиться на:

$$183,33 \text{ кВт*год} * 12 \text{ міс} * 216,16 \text{ км} = 475543,35 \text{ кВт*год/рік}$$

Фактичний середній тариф на куповану електричну енергію складає

1,40 грн/кВт*год

Отже, зниження величини витрат в грошовому еквіваленті дорівнюватиме:

$$475543,35 \text{ кВт*год/рік} * 1,40 \text{ грн/кВт} = 665,76 \text{ тис. грн}$$

3.Зниження витрат на аварійно-відновлювальні роботи, зниження операційних витрат

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість опор на 1км ПЛ 0,4 кВ –25 шт. необхідно використати:

Досвід експлуатації ПЛ-0,4кВ дозволяє встановити, що при експлуатаційному обслуговуванні ПЛ-0,4кВ необхідно замінити близько 30% дефектних опор (9шт/км.) та заміна на ізольовані близько 10 вводів до будинків.

Реконструкція ЛЕП дозволить уникнути наступних затрат:

Зниження витрат на матеріали та обладнання:

Матеріали	Кількість	Од. виміру	Ціна за одиницю (грн)	Сума (тис. грн. (без ПДВ))
Стояки (СВ 9,5-2)	3088	шт	1828	5644,864
Провід алюмінієвий А50	55,65	т	106110	5905,021
Ізолятори ТФ-20	9264	шт	22,44	207,884
Траверса ТН-12	3088	шт	229	707,152
Провід СИП 2*16	137,2	км	14912	2045,926
Комплект затискачів для вводів	3430	шт	350	1200,5
Всього на матеріали та обладнання:				15711,35

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе:

$$(15711,35 * 40\%) + 15744,35 = 21995,9 \text{ тис. грн.}$$

За термін експлуатації ПЛ (25 років) необхідно виконати п'ять кап. ремонтів. Витрати при цьому складуть 109979,5 тис.грн.

Витрати на ПЛ, що підлягає заміні, становитимуть:

$$\text{В рем.} = 109979,5 : 25 = 4399,18 \text{ тис.грн. на один рік.}$$

4.Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання

до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускну здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи вищезазначене, проектною документацією було передбачено конфігурацію електричних мереж 0,38 кВ та пропускну здатність елементів електричної мережі з урахуванням перспективи підвищення на 2% щорічно.

Враховуючи величину річного споживання — 51108090 кВт*год/рік, річне збільшення корисного відпуску становитиме:

$$51108090 * 2\% = 102216180 \text{ кВт*год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	102216180	0,96	98 127,53
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			98 127,53

5.3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$16458 * 200 = 3\,291,60 \text{ тис. грн.}$$

6. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ в середньому аварійно вимикались 5 разів та середня тривалість відключень склала 1308 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить близько – 21 340 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$1308/60 \text{ хв} * 21340 \text{ кВт} = 465212 \text{ кВт*год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
-------------------------------------	---------	-------------	---------------------

Недовідпуск електроенергії	465212	0,96	446,603
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			446,603

7.Інше

Назва заходу складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	465212	1,69	786,208
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			786,208

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)					
Зниження ТВЕ	Зниження операційних витрат	Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
665,76	4399,18	98127,53	3 291,60	446,603	786,208

Сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становить – 107716,88 тис. грн. (без ПДВ).

Економічний ефект від впровадження заходу:			
Вартість заходу усього, тис. грн. (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн. (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходів, тис. грн. (без ПДВ)	Термін окупності, роки
218577,92	4855,845	107716,88	2

Очікуваний термін окупності складе — 2 роки.

22.6 Трансформаторні підстанції 6/10кВ

Заходи зі створення трансформаторної потужності рівня 6-10кВ в частині встановлення розвантажувальних ТП

В рамках плану розвитку ОСР на 2022-2026рр Товариством планується встановити 354 нових ТП витративши **182274,00 тис. грн. без ПДВ.**

Встановлення нових ТП є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки зменшується кількість абонентів, що вимикається.

2. Збільшення пропускнуої спроможності ПЛ-0,4кВ

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даних робіт жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускнуої здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

$$30 \div 15 \text{ років} = 2$$

Враховуючи вищезазначене проектною документацією було передбачено, що після встановлення нового ТП збільшується пропускну здатність елементів електричної мережі з урахуванням перспективи підвищення на 2% щорічно.

Враховуючи потужність трансформатора збільшення корисного відпуску становитиме:

$$354 \cdot 250 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 14264784 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/ кВт · год	тис. грн.
-------------------------------------	-----------	----------------	-----------

			(без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	14264784	1,4	1 9971
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			1 9971

3.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$14\,500 \cdot 200 = 2\,900 \text{ тис.грн.}$$

4.Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ аварійно вимикалась 5 разів та сумарно тривалість відключень склала 1308 хв.

Очікувана завантаженість ТП становить – 88500 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$1308/60 \text{ хв} \cdot 88500 \text{ кВт} = 1\,929\,300 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	1 929 300	1,4	2 701,02
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			2 701,02

5.Інше

Назва заходу складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	1 929 300	1,4	2 701,02
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			2 701,02

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
1 9971	2 900	2 701,02	2 701,02

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – **28273,04 тис. грн. (без ПДВ).**

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Термін окупності, років
---	---	--	-------------------------

182274,00	0	28273,04	6,4
-----------	---	----------	-----

Очікуваний термін окупності складе — 6,4 роки.

Реконструкція КТП із заміною шафи

В рамках плану розвитку ОСР на 2022-2026 рр Товариством планується замінити 75 шаф КТП витративши 14 934,73 тис. грн. без ПДВ.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1.Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення нових шаф КТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 КТП аварійно вимикались в середньому 5 разів та сумарно тривалість відключень склала 3990 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 41 200 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$3990/60\text{хв} \cdot 41200 \text{ кВт} = 2\,739\,800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	2 739 800	1,4	3835,72
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			3835,72

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – **3835,72 тис. грн. (без ПДВ).**

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Термін окупності, років
--	--	-------------------------

14 934,73	3835,72	3,9
------------------	----------------	------------

Очікуваний термін окупності складе — 3,9 років.

Заміна силових трансформаторів

В рамках плану розвитку ОСР на 2022-2026 рр Товариством планується замінити 221 силових трансформатора витративши **40040,47 тис. грн. без ПДВ.**

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1.Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення нових силових трансформаторів дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ТП-10/0,4кВ аварійно вимикались у зв'язку з пошкодженням трансформатору 50 разів, витрати часу на заміну силового трансформатора в середньому складають 8 годин.

Середня потужність силових трансформаторів 250 кВА.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$50 \cdot 8 \text{ год} \cdot 250 \text{кВА} \cdot 0,92 \cdot 5 = 460\,000 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	460 000	1,4	644,00
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			644,00

2.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$8000 \cdot 200 = 1\,600 \text{ тис. Грн.}$$

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – **2244 тис. грн. (без ПДВ).**

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Період окупності, років
--	--	----------------------------

40040,47	2244	17,8
----------	------	------

Очікуваний термін окупності складе — 17,8 роки.

Встановлення реклоузерів

В рамках плану розвитку ОСР на 2022-2026 рр Товариством планується встановити 69 реклоузери витративши 57 752,36 тис. грн. без ПДВ.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки частина фідеру до реклоузера буде менше разів вимикатися та збільшиться швидкість на пошук пошкоджень.

2. Зниження витрат на пошук пошкодження.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження операційних витрат, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2019 по 01.01.2020 ПЛ-10кВ аварійно вимикалась в середньому 11 разів та сумарно тривалість відключень склала 3580 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить –116 193,6 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$3580/60\text{хв} * 116193,6 \text{ кВт} = 6932885 \text{ кВт*год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Невідпуск електроенергії	6932885	1,4	9706,04
Всього за невідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			9706,04

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$10800 * 200 = 2\,160 \text{ тис.грн.}$$

3.Зменшення витрат пов'язаних з пошуком пошкоджень

Відключення лише половини фідеру дозволить зменшити витрати пов'язані з пошуком пошкоджень на ПЛ.

Довжина ПЛ-10кВ в середньому складає 18 км

Середня витрата пального автовішкою на 100 км складає 40 л ДП

$$18/2*40/100*9*30*50=48,6\text{тис. грн}$$

Економічний ефект від впровадження заходів:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення витрат пов'язаних з пошуком пошкоджень
2 160,00	9754,64	85,536

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 12000,176 тис. грн. (без ПДВ).

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Термін окупності, роки
57752,36	12000,176	4,8

Очікуваний термін окупності складе — 4,8 років.

Реконструкція ЗТП/РП

В рамках плану розвитку ОСР на 2022-2026 рр Товариством планується реконструювати 13 ЗТП/РП витративши 23 439 тис. грн. без ПДВ.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1.Зменшення аварійних відключень фідерів що відходять від РП, можливість швидкого пошуку пошкоджень та кільцювання що зменшить недовідпуск електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Зниження потенційних очікуваних збитків

Реконструкція ЗТП/РП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ЗТП/РП-6-10/0,4кВ аварійно вимикалась 11 разів, витрати часу на відновлення електропостачання становили 4110 хв.

Середня потужність силових трансформаторів 400 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$4110/60\text{хв} \cdot 400 \text{ кВт} = 30\,200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Невідпуск електроенергії	30200	1,4	42,280
Всього за невідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			42,280

2.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 № 375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$6720 \cdot 200 = 1\,344 \text{ тис. грн.}$$

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів,

становитиме – 1 386,28 тис. грн. (без ПДВ).

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Термін окупності, роки
23 439	1 386,28	17

Очікуваний термін окупності складе — 17 років.

Реконструкція ТП 6-10/0,4кВ з заміною комірок з вимикачами навантаженнями на комірки з вакуумними вимикачами з функцією телемеханіки

В рамках плану розвитку ОСР на 2022-2026рр Товариство планується реконструювати 41 ТП та встановити вакуумні вимикачі з телемеханікою витративши 23 156,92 тис. грн. без ПДВ.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1.Зменшення аварійних відключень фідерів що відходять від РП, можливість швидкого пошуку пошкоджень та кільцювання що зменшить недовідпуск електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення вакуумних вимикачів в ЗТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ТП 6-10/0,4кВ аварійно вимикались 7 разів витрати часу на відновлення електропостачання становили 3950 хв .

Середня потужність силових трансформаторів 4000 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$3950/60\text{хв} \cdot 4000 \text{ кВт} = 263\ 333 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
-------------------------------------	-----------	---------------	---------------------

Недовідпуск електроенергії	263 333	1,4	368,666
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			368,666

2.3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$6100 \cdot 200 = 1\,220 \text{ тис. грн.}$$

Сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 1588,666 тис. грн. (без ПДВ).

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Термін окупності, роки
23 156,92	1588,666	14,6

Таким чином, очікуваний термін окупності складе — **14,6 роки.**

Реконструкція ТП 10 кВ (встановлення вимикачів навантаження)

В рамках плану розвитку ОСР на 2022-2026рр Товариством планується реконструювати 147 ЗТП та встановити вимикачі навантаження витративши 15 240,49 тис. грн. без ПДВ.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Зменшення аварійних відключень фідерів що відходять від ЗТП, можливість швидкого пошуку пошкоджень та кільцювання що зменшить недовідпуск електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення вимикачів навантаження в ЗТП дозволить уникнути

потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ЗТП аварійно вимикались 6 разів, витрати часу на відновлення електропостачання становили 1910 хв.

Середня потужність силових трансформаторів 400кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$1910/60\text{хв} \cdot 400\text{кВт} \cdot 30 = 382000 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	382000	1,4	534,8
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			534,8

2.3 зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$440 \cdot 200 = 88 \text{ тис. грн.}$$

Сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 622,8 тис. грн. (без ПДВ).

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Термін окупності, роки
15 240,49	622,8	24,5

Таким чином очікуваний термін окупності складе — 24,5 роки.

Реконструкція ТП із створенням комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні в ТП-10,6/0,4 кВ

В рамках плану розвитку ОСР на 2022-2026рр Товариством планується встановити автоматичні вимикачі з реєстрацією відключення в 80 ЗТП витративши 12123,34 тис. грн. без ПДВ.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Реєстрації відключень та швидкого реагування, що зменшить недовідпуск електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Швидке реагування на аварійні відключення дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ТП-10,6/0,4кВ аварійно вимикалась в середньому 5 разів, сумарна тривалість відключень склала 3420 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 35900 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$3420/60\text{хв} * 35900 \text{ кВт} = 2046300 \text{ кВт*год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	2046300	1,4	2864,82
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			2864,82

Сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 2864,82 тис. грн. (без ПДВ).

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Термін окупності, роки
12123,34	2864,82	4,2

Таким чином, очікуваний термін окупності складе — 4,2 років.

22.7. Кабельні лінії 0,4-6-10-35 кВ

Враховуючи термін експлуатації, кількість муфт та конструктивні відмінності кабельних ліній станом на 01.01.21р. потребують реконструкції та заміни **477,535** км кабельних ліній(таб.22.7.1).

КЛ 0,4-35 кВ всього,км	1187,721	%
З них потребують реконструкції та заміни,км	477,535	40

таб.22.7.1

В таблиці 22.7.2 наведені загальні дані по КЛ 35-6-10-0,4 кВ, які потребують реконструкції та заміни.

Клас напруги	км	%
Всього	1187,721	
35кВ	36,064	
З них потребують реконструкції та заміни,км	3,2	9
10кВ	282,692	
З них потребують реконструкції та заміни,км	59,106	21
6кВ	366,977	
З них потребують реконструкції та заміни,км	183,934	50
0,4кВ	501,987	
З них потребують реконструкції та заміни,км	233,165	46

таб.22.7.2

Виходячи з наведених даних, наявності дефектних актів, аналізу досліджень образців КЛ, даних профілактичних випробувань, наступні райони потребують першочергової реконструкції КЛ(таб.22.7.3).

ВДзРМ	км	%
Геничеське	44,9	
З них потребують реконструкції та заміни,км	5,467	12
Каховське	61,25	
З них потребують реконструкції та заміни,км	30,847	50
Н.Каховське	204,09	
З них потребують реконструкції та заміни,км	35,393	17
Скадовське	8,3	

З них потребують реконструкції та заміни,км	2,57	31
Херсонське	780,5	
З них потребують реконструкції та заміни,км	377,846	48
Голопристанське	17,2	
З них потребують реконструкції та заміни,км	8	46
Н.Троїцьке	1,5	
З них потребують реконструкції та заміни,км	1,5	100
Олешківське	38,5	
З них потребують реконструкції та заміни,км	15	38,9

Таб.22.7.3

Кабельні лінії, які підлягають реконструкції в 2022-2026 рр. введені в експлуатацію у 1960-1980 рр., мають багаточисельні пошкодження оболонки в результаті корозії, налічують з'єднувальні муфти у кількості більше гранично допустимої, знаходяться в незадовільному технічному стані. Реконструкція забезпечить можливість резервування категорійних споживачів.

Всі заходи Плану розвитку кабельних електромереж на 2022-2026 рр. На загальну суму 478958 тис.грн.

Розрахунок економічного ефекту від впровадження заходів Плану розвитку АТ «Херсонобленерго» на 2022-2026 рік в частині реконструкції та будівництва КЛ виконано на підставі галузевого нормативного документу ГКД 340.000.002-97 «Определение экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. Методика. Энергосистемы и электрические сети», який було розроблено проектним інститутом «Укренергомережпроект» та затверджено 20.01.1997 р.

Також при розрахунку економічного ефекту було враховано власний досвід Компанії від впровадження аналогічних заходів за попередні роки.

Основним обґрунтуванням включення заходів до Плану розвитку є необхідність забезпечення надійного та якісного енергопостачання споживачів м.Херсона та Херсонської області. До Плану розвитку було включено обсяги робіт з реконструкції та будівництва мереж 0,4-10 кВ, які потребують повної заміни або реконструкції виключно за своїм технічним станом.

В узагальненому вигляді, критерієм економічної ефективності є позитивне значення ефекту

$$E=P-Z, \text{ де} \quad (1.1)$$

E – економічний ефект (прибуток); P- результати (дохід); Z – щорічні та одноразові витрати.

На підставі поняття економічного ефекту (1.1.) визначається система

показників та критеріїв економічної ефективності. До найбільш суттєвих критеріїв відноситься термін окупності.

Для об'єктів електричних мереж, як показник доцільності впровадження заходів інвестиційної програми, термін окупності може бути визначено як

$$T_{ок.} = K_{заг} / E_{заг}, \text{ де} \quad (1.2.)$$

$K_{заг.}$ - загальний обсяг капіталовкладень, передбачений інвестиційною програмою;

$E_{заг.}$ - сукупний економічний ефект від впровадження заходу

$$E_{заг.} = D + B \quad (1.3.)$$

D - доход, отриманий від збільшення корисного відпуску електроенергії,

B - зменшення загальних витрат на експлуатацію, вартість втрат електроенергії та ін.

Обсяги доходу визначаються із урахуванням річних обсягів передачі електроенергії. Згідно ГКД 340.000.002-97 обсяг переданої електроенергії за рік рекомендується визначати множенням максимального навантаження на тривалість використання максимуму.

$$D = P_{мах} * T_{мах} * (C_{вих} - C_{вх}), \text{ де} \quad (1.3.)$$

$P_{мах.}$ - максимальне навантаження;

$T_{мах.}$ - тривалість максимального навантаження;

$C_{вих.}$ - тариф при продажі (товарний);

$C_{вх.}$ - покупний тариф

Для АТ «Херсонобленерго» середньорічні показники дорівнювали:

$C_{вих.} = 1,69$ грн/кВт г. (з ПДВ)

$C_{вх.} = 0,96$ грн/кВт г. (з ПДВ)

Зменшення загальних витрат визначається по формулі

$$B = B_{експ} + B_{втрат}, \text{ де} \quad (1.4.)$$

$B_{есп.}$ - зменшення витрат на експлуатацію;

$B_{втрат}$ - зменшення вартості втрат електроенергії

Техніко-економічне обґрунтування реконструкції КЛ 6-10 кВ

До Плану розвитку було включено обсяги робіт з реконструкції КЛ 6-10кВ, які потребують реконструкції за своїм технічним станом, налічують граничну кількість ремонтних муфт та випрацювали строк експлуатації (КЛ були прокладені у 1961-1972 рр.). Виконання цієї роботи, крім суттєвого покращення технічного стану кабельних ліній, дозволить також виконати необхідне створення резервування і підвищення надійності електропостачання споживачів у «вузьких» місцях розпмереж, що надає можливість знизити ТВЕ та недовідпуск електроенергії.

Згідно п.3.2.6. Кодексу системи розподілу вказані заходи направлені на підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість

електричної енергії).

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$Д = Д_{150} - Д_{95}$$

$$Д_{95} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (\text{Цвих} - \text{Цвх}) = 260 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 2\,392\,518 \text{ грн}$$

$$Д_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (\text{Цвих} - \text{Цвх}) = 300 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 2\,760\,598 \text{ грн,}$$

де

$$Д_{\text{заг}} = 2\,760\,598 - 2\,392\,518 = 368\,080 \text{ (з ПДВ)}; 306\,733 \text{ (без ПДВ)}$$

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U \cdot 1,73 \cdot 0,92, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} \cdot 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

Враховуючи, що до програми розвитку включено реконструкцію 116,16 км ліній 6-10кВ очікуваний загальний дохід від збільшення пропускної здатності ліній становитиме

$$Д_{\text{заг}} = Д \cdot 116,16 = 368\,080 \cdot 116,16 = 42\,756\,172,8 \text{ (з ПДВ), або } 35\,630\,144 \text{ грн (без ПДВ)}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –400кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 400 \cdot 5 = 2\,000 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$В_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 2\,000 = 2\,800 \text{ грн.}$$

$$\text{Загальна } В_{\text{лік}} = 116,16 \cdot 2\,800 \text{ грн} = 325\,248 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

Таким чином,

$$В_{\text{лік}} = 2 \cdot 325\,248 = 650\,496 \text{ грн., або } 542\,080 \text{ грн (без ПДВ).}$$

Витрати на ремонт одного ушкодження в середньому складають 18,2 тис.грн. (муфти, кабель, робота, з урахуванням ремонту пошкодженого твердого покриття та ін.).

Вартість виконання ремонтних робіт за 5 років складе:

$$В_{\text{рем.}} = 18\,200 \cdot 116,16 \cdot 5 = 10\,570\,560 \text{ грн., або } 8\,808\,800 \text{ грн (без ПДВ).}$$

Загальне зменшення витрат на ремонт по 116,16 КЛ дорівнює

$$В_{\text{експ.}} = В_{\text{рем}} + В_{\text{лік}} = 10\,570\,560 + 650\,496 = 11\,221\,056 \text{ грн, або } 9\,350\,880 \text{ грн (без ПДВ)}$$

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення витрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 6-10 кВ по 116,16км кабельним лініям дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії
 $V_{\text{втрат}} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 34\,986$ грн без ПДВ

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 116,16 км КЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}} = 9350880 + 34\,986 = 9385866 \text{ грн (без ПДВ).}$$

Сукупний економічний ефект

$$E_{\text{заг.}} = E_{\text{заг.}} = D + V = 35630144 + 9385866 = 45016010 \text{ грн (без ПДВ).}$$

Загальний обсяг капіталовкладень згідно Плану розвитку становить 168936,41 тис.грн (без ПДВ).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг.}} / E_{\text{заг.}} = 168936,41 / 45016,01 = 3,8 \text{ р.}$$

Техніко-економічне обґрунтування реконструкції КЛ 0,4 кВ

До Плану розвитку було включено обсяги робіт з реконструкції КЛ 0,4кВ, які потребують реконструкції за своїм технічним станом, налічують граничну кількість ремонтних муфт та відпрацювали термін експлуатації. Виконання цієї роботи, крім суттєвого покращення технічного стану кабельних ліній, дозволить також виконати необхідне створення резервування і підвищення надійності електропостачання споживачів у «вузьких» місцях розподільних мереж, що надає можливість знизити ТВЕ та недовідпуск електроенергії.

Згідно п.3.2.6. Кодексу системи розподілу вказані заходи направлені на підвищення рівня якості електропостачання(безперервність, якість електричної енергії).

У Плані розвитку планується реконструкція 83,84 км КЛ 0,4кВ у м. Херсон та Херсонської області,

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$Д = Д_{150} - Д_{120}$$

$$Д_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (\text{Ц}_{\text{вих}} - \text{Ц}_{\text{вх}}) = 295 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 180972,6 \text{ грн}$$

$$Д_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (\text{Ц}_{\text{вих}} - \text{Ц}_{\text{вх}}) = 335 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 205511,2 \text{ грн, де}$$

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U \cdot 1,73 \cdot 0,92, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} \cdot 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$Д = 205511,2 - 180972,6 = 24538,6 \text{ грн(з ПДВ)}$$

Таким чином, загальні витрати $В = В_{\text{лік}} + В_{\text{втрат}}$, де

$В_{\text{лік}}$ - зменшення витрат на ліквідацію відключень

$В_{\text{втрат}}$ - зменшення вартості втрат електроенергії

Зменшення вартості втрат електроенергії $В_{\text{втрат}}$ згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням втрат на відповідний тариф.

$$В_{\text{втрат}} = W \cdot \text{Ц}_{\text{вх.}}, \text{ де}$$

W - втрати електроенергії,

$\text{Ц}_{\text{вх.}}$ - покупний тариф

Втрати електроенергії приймаються на підставі розрахунків режимів роботи мережі. У середньому, за власними розрахунками Компанії, зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 0,4 кВ дорівнюють 1585кВт год. в місяць

$$В_{\text{втрат}} = W \cdot \text{Ц}_{\text{вх}} = 1585 \cdot 12 \cdot 0,96 = 18\,259 \text{ грн.}, \text{ або } 15\,216 \text{ грн без ПДВ.}$$

У середньому, ліквідація одного відключення КЛ 0,4 кВ 8 годин. 1 година відключення дорівнює 180 кВт.

$$180 \cdot 8 = 1440 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 0,96 грн/кВт г.

$$В_{\text{лік.}} = 0,96 \cdot 1440 = 1382 \text{ грн.}$$

Середнє місячне споживання електроенергії 197 кВт/год. одним абонентом на КЛ-0,4 кВ = $197 \cdot 550 \cdot 150 = 16252500 \text{ кВт/год.}$ де 550 –

кількість споживачів.

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 83,84 км КЛ 0,4 кВ становить
 $V = V_{\text{лік}} + V_{\text{втр}} = 1382 + 16252500 = 16253882$, або 13544900 грн. без ПДВ.

Сукупний економічний ефект

$E_{\text{заг}} = D + V = 24538,6 + 13544900 = 13569438,6$ грн. без ПДВ.

Загальний обсяг капіталовкладень згідно Плану розвитку на 2022-26 рр. становить 78668,43 тис. грн. (без ПДВ).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг}} / E_{\text{заг}} = 78668,43 / 13569,4 = 5,8$ р.

Техніко-економічне обґрунтування реконструкції КЛ 35 кВ

До Плану розвитку було включено обсяги робіт з реконструкції КЛ 35кВ, які потребують реконструкції за своїм технічним станом, налічують граничну кількість ремонтних муфт та випрацювали срок експлуатації (КЛ були прокладені у 1961-72 рр.). Виконання цієї роботи, крім суттєвого покращення технічного стану кабельних ліній, дозволить також виконати необхідне створення резервування і підвищення надійності електропостачання споживачів у «вузьких» місцях розпмереж, що надає можливість знизити ТВЕ та недовідпуск електроенергії.

Згідно п.3.2.6. Кодексу системи розподілу вказані заходи направлені на підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії).

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї ліній дорівнює

$$D = D_{95} - D_{150}$$

$$D_{95} = P_{\text{мах}} * T_{\text{мах}} * (\text{Ц}_{\text{вих}} - \text{Ц}_{\text{вх}}) = 260 * 6 * 2190 * (1,39 - 0,95) = 1\,503\,216 \text{ грн}$$

$$D_{150} = P_{\text{мах}} * T_{\text{мах}} * (\text{Ц}_{\text{вих}} - \text{Ц}_{\text{вх}}) = 300 * 6 * 2190 * (1,39 - 0,95) = 1\,734\,480 \text{ грн,}$$

де

$$D_{\text{заг}} = 1\,734\,480 - 1\,503\,216 \text{ грн} = 231\,264 \text{ грн (з ПДВ) ; } 192\,720 \text{ (без ПДВ)}$$

$P_{\text{мах.}} = I_{\text{мах.}} * U$, де

$I_{\text{мах.}}$ - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\text{мах.}} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

Враховуючи, що до програми розвитку включено реконструкцію 6,4 км ліній 35кВ очікуваний загальний дохід від збільшення пропускної здатності ліній становитиме

$$D_{\text{заг.}} = D * 6,4 = 231\,264 * 6,4 = 1\,480\,089,6 \text{ грн (з ПДВ), або } 1\,233\,408 \text{ грн (без ПДВ)}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –630кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 630 * 5 = 3150 \text{ кВт*годин.}$$

При вартості 0,96 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$V_{\text{лік}} = 0,96 * 3150 = 3024$ грн.

Загальна $V_{\text{лік.}} = 6,4 * 3024$ грн = 19353,6 грн.

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

Таким чином, $V_{\text{лік.}} = 2 * 19353,6 = 38707,2$ грн., або 32256 грн (без ПДВ).

Витрати на ремонт одного ушкодження в середньому складають 38,2 тис.грн. (муфти, кабель, робота, з урахуванням ремонту пошкодженого твердого покриття та ін.).

Вартість виконання ремонтних робіт за 5 років складе:

$V_{\text{рем.}} = 38,2 * 6,4 * 5 = 1222400$ грн., або 1018666,6 (без ПДВ).

Загальне зменшення витрат на ремонт по 3,2 КЛ дорівнює

$V_{\text{експ.}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік.}} = 1018666,6 + 32256 = 1050922,6$ грн (без ПДВ),

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 35 кВ по 6,4 кабельним лініям дорівнюють 24998 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$V_{\text{втр.}} = 24998 * 0,96 * 12 = 287977$ грн., або 239981 грн (без ПДВ)

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 6,4 км КЛ 35 кВ становить:

$V = V_{\text{експ.}} + V_{\text{втр.}} = 1050922,6 + 239981 = 1290903,6$ грн (без ПДВ).

Сукупний економічний ефект

$E_{\text{заг.}} = E_{\text{заг.}} = D + V = 1233408 + 1290903,6 = 2524311,6$ грн (без ПДВ).

Загальний обсяг капіталовкладень згідно Плану розвитку становить 16000000 тис.грн (без ПДВ).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг.}} / E_{\text{заг.}} = 16000000 / 2524311,6 = 6,3$ р.

22.8. Заходи зі зниження нетехнічних витрат електроенергії

Заходи по зниженню комерційних витрат електричної енергії у АТ „Херсонобленерго” у 2022 році планується впроваджувати по таким основним напрямкам: заміна введів у приватні житлові будинки проблемних споживачів з обладнанням ізольованого вводу та виносом обліку на фасад будівлі; улаштування розрахункового обліку проблемних споживачів на межі балансової належності на ПЛ-10кВ; улаштування розрахункового обліку в багатоквартирних житлових будинках; розвиток системи АСКОЕ побутових споживачів.

2.1-2.2 Заміна введів у приватні житлові будинки проблемних споживачів з обладнанням ізольованого вводу та виносом обліку на фасад будівлі

Під час проведення рейдових вимірів навантажень та наступного аналізу споживання в структурних підрозділах компанії визначено 8423 проблемні споживачі. У даних споживачів виявлено: невідповідність нормативним вимогам ввідного пристрою (електропроводка йде через чердак) та облікових систем, невідповідність реального споживання зафіксованому корисному відпуску електричної енергії або встановлено факти прямого втручання в роботу систем обліку (безоблікове користування). Для приведення зазначених облікових систем до нормативних вимог та для запобігання розкраданням електричної енергії в рамках ІП-2022 намічено проведення реконструкції введів в житлові будинки побутових споживачів шляхом переобладнання ввідного пристрою з встановленням ізольованого самоутримного вводу та виносної ввідної шафи на фасаді будинку. Запланована кількість реконструкцій введів складає 3500 шт. однофазних та 850 шт. трифазних. Загальні витрати по заходу складуть **3308,32 тис. грн. без ПДВ**.

Реалізація проекту дозволить зменшити кількість аварійних відключень ліній електропередач 0,4кВ, підвищить якість електричної енергії яка постачається споживачам, зменшить технологічні втрати електроенергії в електромережах та підвищить рівень корисного відпуску та реалізації електричної енергії населенню. Реалізація проекту вирішить декілька проблемних питань:

1. Зробить неможливим безоблікове користування електроенергією шляхом накидів на ввід та втручання в роботу приладу обліку.
2. Підвищиться надійність роботи ПЛ-0,4 кВ в результаті унеможливлення коротких замикань на вводах, що зменшить час відключеного стану ПЛ та кількості відключень на протязі року
3. Забезпечується безпечне обслуговування введів експлуатаційним персоналом та підвищується безпека для населення і тварин.

4. Зменшуються витрати електроенергії за рахунок зменшення реактивного опору лінії та втрати при замиканнях на ввідному пристрої.

При виконанні робіт з реконструкції однофазного вводу на ПЛ-0,4кВ витрати матеріалів на один ввідний пристрій складуть відповідно:

№	Назва матеріалу	Кількість	Ціна одиниці (без ПДВ) грн.	Вартість (без ПДВ) грн.
1	Шафа захисна пластмасова (пуста) Метизи: (дюбелі пластмасові 8*40- 4шт, саморіз 5*60 -4шт) у комплекті шафи	1шт.	114,00	114,00
2	Однополюсний автоматичний вимикач 16А характеристика С (e.mcb.stand.45.1.C16,1р, 16А, 4.5кА.)	1шт.	60,00	60,00
3	Провід самоутримний AsXSn 2*16	0.025км	11350,00	283,75
4	Затискач натяжний GUKp2	2шт.	43,80	87,60
5	Затискач плашковий ПА-1-1	2шт.	14,00	28,00
6	Кабель силовий АВВГ 2*6	0,005км	7020,00	35,10
7	Труба гофрована стійка до ультрафіолету D=25мм	3м	7,40	22,20
8	Кріплення для гофротруби (тримач пластмасовий CF 25 мм у комплекті із саморізом та дюбелем пластмасовим)	5шт.	1,65	8,25
9	Гак монтажний S12 з пластмасовим дюбелем	1шт.	12,00	12,00
Всього				650,90

При виконанні робіт з реконструкції трифазного вводу на ПЛ-0,4кВ виконаної голим дротом витрати становлять орієнтовно:

№	Назва матеріалу	Кількість	Ціна одиниці (без ПДВ) грн.	Вартість (без ПДВ) грн.
1	Шафа захисна пластмасова (пуста). Метизи: (дюбелі пластмасові 8*40- 4шт, саморіз 5*60 -4шт) у комплекті шафи	1шт	176,00	176,00
2	Триполюсний автоматичний вимикач 16А (ABB)	1шт	116,00	116,00
3	Провід самоутримний AsXSn 4*16	0.025км	22900,00	572,50
4	Затискач натяжний GUKp4	2шт	83,60	167,20
5	Затискач плашковий ПА-1-1	4шт	14	56,00
6	Кабель силовий АВВГ 4*6	0,005км	13814,40	69,07
7	Труба гофрована стійка до ультрафіолету D=32мм	3м	10,40	31,20
8	Кріплення для гофротруби (тримач пластмасовий CF 32 мм у комплекті із саморізом та дюбелем пластмасовим)	5шт	2,40	12,00
9	Гак монтажний S12 з пластмасовим	1шт	12,00	12,00

дюбелем			
Всього			1211,97

При запланованому на 2022 р. придбанні 3500 шт. виносних шаф для встановлення однофазних приладів обліку та 850 шт. для встановлення трифазних приладів обліку, – економічна ефективність буде складати:

1. За рахунок очікуваного зменшення обсягів розкрадань і збільшення корисного відпуску на кожен однофазний лічильник проблемного споживача на рівні 360кВт*год/рік на кожен трифазний — 550кВт*год/рік при середньому тарифі для побутових споживачів 1.41грн/кВт*год:

$$((3500*360)+(850*550))*1.41\text{грн/кВт*год} = 2435775 \text{ грн.}$$

Термін окупності витрат складе: 3308,32 тис.грн/ 2435,78 тис.грн = 1,4 роки

2.3. Улаштування розрахункового обліку проблемних споживачів на межі балансової належності на ПЛ-10кВ

Відповідно до проведених вимірів фактичного споживання потужності та аналізу балансів в мережах товариства наявні ряд проблемних споживачів з приєднанням до мережі на рівні напруги 6-10кВ. Точки розподілу таких споживачів виконані як правило кабельним вводом чи відпайкою від ПЛ-10(6)кВ, а комерційний облік розміщено в РП-0,4кВ трансформаторної підстанції яка знаходиться на території споживача і недоступна для здійснення контролю стану дооблікових мереж та перевірок системи обліку. У проблемних споживачів звітні дані споживання не відповідають фактичним рівням навантаження (можливе втручання в роботу лічильника з використанням частотного генератора, або улаштування несанкціонованої відпайки від КЛ-10кВ чи застосовуються інші схеми та способи безоблікового споживання). Для реалізації заходу в ІП-2022 заплановано придбати:

Лінійний пункт високовольтного обліку ПКУ-10 з багатофункціональним лічильником з вбудованим GSM/GPRS модемом у кількості 12 шт. Вартістю 117000 грн. на загальну суму 1404 тис.грн (без ПДВ).

Пункт високовольтного комерційного обліку типу ПКУ-10 являє собою герметичну металеву шафу зі ступенем захисту IP-54 облаштовану: 3шт. трансформаторами струму 10кВ з класом точності 0,5S у кожній фазі; сухим трансформатором напруги 10(6)кВ з класом точності 0,5; та модулем обліку з багатофункціональним лічильником з вбудованим GSM/GPRS модемом.

Наведено як приклад до цього розділу 3 споживачі по 4 точкам обліку, загальний перелік споживачів додається:

- Споживач ДУ «Голопристанська виправна колонія №7» м. Гола Пристань дог № 91. Даний споживач має II категорію надійності та приєднаний до ліній 10 кВ Ф-801 ПС 35/10 «Голопристанська» та Ф-941 ПС 35/10 «Н.Збур'ївська». ЗТП-135 знаходиться на балансі споживача й розташоване на території утримання ув'язнених, можливості вільного доступу до приладів обліку, без узгодження з керівництвом закладу й отримання перепустки на

територію неможливе. В той же час споживач має можливість без узгодження з РЕМ проводити перемикання споживання між лініями живлення 10 кВ. У березні 2017 споживачу було перенесено облік з РУ-0,4 кВ в камери трансформаторів, після чого споживання зросло. При цьому це не привело до повного вирішення питання, тому що після зростання споживання воно впало, що свідчить про чергове втручання споживача до обліку. Згідно з дублюючими засобами вимірювання, які ми не можемо перевести в розрахункові (немає механізму в Правилах роздрібного ринку) видно, що споживання по установі становить 122 тис. кВт*год, а споживач звітує про 89 тис. кВт*год. Середньорічне зменшення втрат очікується на рівні 390 тис. кВт *год.

- Споживач ФОП Шевчук, м. Херсон, договір №2965. Об'єкт живиться від Ф-3110. Вимірювання дублюючими засобами складає до 150кВт, що не відповідає звітним даним споживача про обсяги спожитої електричної енергії. Середньорічне зменшення втрат очікується на рівні 203 тис. кВт *год.

- Споживач Планета ПС, м. Херсон, договір №5628. Об'єкт живиться від Ф-3121. Вимірювання дублюючими засобами складає до 70 кВт, що не відповідає звітним даним споживача про обсяги спожитої електричної енергії у розмірі 4 кВт. Середньорічне зменшення втрат очікується на рівні 208 тис. кВт *год.

Виконання даних заходів дозволить отримати економічний ефект за рахунок збільшення корисного відпуску завдяки унеможливленню розкрадання електричної енергії становитиме за рік при очікуваній вартості закупівельної ціни 1.41 грн/кВт*год:

$$(390000+203000+208000)* 1,41 \text{ грн/кВт*год}=1129410 \text{ грн.}$$

Окупність заходів складе 1404000грн/1129410=1,2 роки

2.4-2.6 Останнім часом різко зростає кількість проблемних споживачів. Програмно-апаратний комплекс панорамного виявлення джерел радіовипромінювання РМ-1300М чітко фіксує правопорушення з боку споживачів в частині фіксації радіосигналу у всіх спектрах, друкуються протоколи. З початку 2021 року складено 2378 актів про порушення ПРРЕЕ. На даний час триває процедура отримання допуску представників компанії (в тому числі і по рішенням суду). Ефективно закрити доступ споживачам до вузлів обліку та дооблікових ланцюгів не можливо, тому що засоби комерційного обліку знаходяться на території споживачів. В багатьох випадках засоби вимірювальної техніки є у власності споживачів. Персонал АТ«Херсонобленерго» допускається споживачем до свого вузла обліку після укріплення правопорушень. Неодноразове намагання нашого персоналу з залученням поліції, працівників безпеки товариства не дає можливості зафіксувати та достатньо ефективно закрити доступ до обліку та схем обліку наявними засобами та забезпечити допуск до вузлів обліку в цих випадках. Велика кількість випадків нанесення тілесних ушкоджень персоналу АТ«Херсонобленерго», погроз щодо їх фізичної розправи, пошкодження майна компанії (автомобілів), з боку споживачів крадіїв електричної енергії, як

приклад споживачі порушники ПРРЕЕ, які здійснювали протиправні дії, Югтара Дніпрянська аграрна фірма Солодухина договір 239 — виявлено безоблікове підключення насосної станції м. Н.Каховка, ФОП Волик, договір 4775 м. Генічеськ - виявлено частотний генератор, ФОП Марченко Т.Ф. договір 7012 — виявлено безоблікове підключення житлового будинку, ФОП Ляшко О.С. договір 872 смт. Н.Серогози — виявлено частотний генератор та багато інших. Також велика кількість споживачів, які надають занижені дані щодо спожитої електроенергії, для можливості в подальшому позбавитись даних засобів вимірювальної техніки з метою уникнення сплати за фактично спожиту електричну енергію. Згідно п. 2.3.7 Правил роздрібного ринку електричної енергії, «у разі необхідності заміна або реконструкція вузла обліку здійснюється за рахунок ініціатора такої замін або реконструкції в порядку, встановленому кодексом комерційного обліку». Отже пропонується виносити облік на комерційну межу, або як умого найближче до комерційної межі та встановлювати SMART лічильники з дистанційною передачею даних по GPRS інтерфейсу, що забезпечить отримання даних он-лайн щодо споживання електроенергії, графіку навантаження, відсутності напруги, струму та дасть змогу контролювати споживання і припинить незаконні дії з боку споживачів по відношенню до персоналу АТ «Херсонобленерго», в частині нанесень тілесних ушкоджень, погроз щодо їх фізичної розправи, пошкодження майна.

Для запобігання розкрадання електричної енергії планується придбати:

Електролічильник багатофункціональний однофазний з вбудованим модемом GPRS, датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 53 шт. вартістю **167,08 грн.**

Електролічильник багатофункціональний трифазний прямого включення з вбудованим модемом GPRS, датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 475 шт. вартістю **2315,63 грн.**

Електролічильник багатофункціональний трифазний трансформаторного включення з вбудованим модемом GPRS, датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 455 шт. вартістю 4600 грн. на загальну суму **2093 тис.грн (без ПДВ);**

Виконання даних заходів дозволить отримати економічний ефект за рахунок уточнення балансу, що в свою чергу сприятиме виявленню та зменшенню комерційних втрат у відповідному вузлі мережі. На кожен балансний облік очікується зменшення рівня комерційних втрат на рівні 1000кВт*год/рік. Ефект від впровадження становитиме за рік при очікуваній вартості закупівельної ціни 1.41 грн/кВт*год:

983 компл*1000 кВт*1,41 грн. = 1386030 грн.

Термін окупності складе відповідно: **4575,71 тис. грн/1386,03 тис. Грн = 6,3 роки.**

2.7-2.9. Впровадження АСКОЕ побутових споживачів.

В мережах АТ «Херсонобленерго» знаходиться 425291 працюючих точок обліку у побутових споживачів. З них у абонентів встановлені 380013 однофазних та 45278 трифазних лічильників. Індукційних лічильників встановлено 1375 шт. (однофазні – 1266, трифазні – 109), електронних 423916 шт. (однофазні – 375314, трифазні – 45169). Міжпівірочний інтервал 142 встановлених лічильників становить 4 роки, 73667 шт. – 6 років, 4360 шт. – 8 років, 347122 шт. – 16 років.

У товаристві експлуатується декілька систем АСКОЕ побутових споживачів загальною кількістю 81565 точок обліку:

1. SMART IMS (виробник ADD Енергія) у складі 35376 точок обліку Система працює на єдиному сервері в трьох версіях обладнання: ver.3, ver.5 та ver.6. Система впроваджувалася у декілька етапів починаючи з 2000 року по 2017 рік. На даний час термін експлуатації лічильників ver.3 вичерпується, випуск і технічна підтримка лічильників даної версії припинена виробником в зв'язку з чим здійснюється їх поетапне виведення з експлуатації. В наявності залишилось 1860 точки обліку.

2. Матрікс (виробник ТелеТек) на базі лічильників МТХ у складі 42080 точок обліку впроваджується з 2018 року.

Системи обліку експлуатуються підрозділами товариства: Службою комерційного обліку (лічильники), Службою засобів диспетчерсько-технологічного управління (маршрутизатори і канали зв'язку) та Службою інформаційних технологій (серверне обладнання та програмне забезпечення).

Автоматизована Система Комерційного Обліку Електроенергії побутових споживачів - це система реального часу, яка отримує інформацію від лічильників електричної енергії побутових споживачів, а також за потреби від окремих споживачів інших груп споживання юридичного сектору з приєднаною потужністю до 150кВт, що також живляться від відповідних ЛЕП, та здійснює автоматичну обробку отриманої інформації з метою розрахунку об'ємів споживання та витрат електричної енергії та потужності за визначені проміжки часу. Об'єктом автоматизації обліку електричної енергії являються окремі енерговузли (РЕМ, ПС, РП, ТП, фідер, ж/б тощо) з обов'язковим балансуванням від джерела живлення. Необхідність організації та розвитку систем АСКОЕ побутових споживачів обумовлена декількома пріоритетними напрямками підвищення ефективності роботи товариства, а саме:

- Забезпечення 100 % дистанційного зняття показів лічильників на єдину дату і час з використанням апаратних засобів, без використання праці контролерів енергозбуту і транспортних витрат;

- максимальне виключення самостійного зняття показників споживачами і усунення можливих похибок чи відхилень зафіксованих об'ємів споживання;

- проведення автоматичного програмного розрахунку балансу в окремих балансних групах споживачів (з можливістю імпорту та експорту даних з інших систем ЛУЗОД, АСКОЕ) з проведенням аналізу та визначенням проблемних

вузлів з понаднормативними втратами, а також оперативне виявлення крадіжок чи втручань в роботу розрахункового обліку;

- забезпечення автоматизованого аналізу споживання електричної енергії окремими групами споживачів та формування прогнозу (Заявки) споживання для структурних підрозділів та(чи) товариства в цілому за прогнозний період (доба, місяць, квартал, рік). А також можливість автоматичного контролю рівня договірної потужності по кожному споживачу;

- підвищення рівня збору коштів за спожиту електричну енергію за рахунок покращення формування корисного відпуску, та зменшення експлуатаційних витрат за рахунок здійснення дистанційного відключення боржників та дистанційної параметризації приладів обліку;

- можливість формування та(чи) контролю дотримання показників якості електропостачання шляхом визначення: рівнів споживання, об'ємів невідпуску електричної енергії, рівнів величини електричної напруги або її наявності у окремих споживачів.

АСКОЕ побутових споживачів АТ "Херсонобленерго" повинна забезпечувати:

- Збирання, обробку і збереження облікової інформації з усіх лічильників, що працюють в системі. Збирання і обробка інформації повинна здійснюватися в автоматичному режимі за встановленим розкладом, при цьому повинна забезпечуватися можливість опитування окремого лічильника чи групи лічильників за запитом оператора системи;

- Експорт облікової інформації до білінгових програмних комплексів у форматі зручному для програмної обробки, та забезпечувати при цьому доступ споживача до перегляду інформації отриманої від АСКОЕ через "особистий кабінет" чи отримувати дані по споживанню безпосередньо на дисплеї лічильника.

- Система повинна ідентифікувати нештатні події з елементами системи проводити їх фіксацію зі збереженням даних про параметри і час початку та закінчення події, забезпечувати оповіщення оператора системи про виниклу подію. Нештатними подіями в системі слід вважати: відкриття клемної кришки лічильника; відсутність зв'язку з лічильником більше 5 діб; відсутність зв'язку сервера з маршрутизатором понад 1 добу; спрацювання на окремому лічильнику вбудованих індикаторів магнітного поля та(чи) електромагнітного поля; поява на окремому лічильнику диференційного струму чи різниці струму у фазному та нульовому дроті; поява зворотнього струму на приєднанні; щезання напруги на окремому лічильнику чи групі лічильників; відхилення рівня напруги на окремому лічильнику понад гранично-припустимий рівень; фатальні помилки лічильника; перевищення ліміту споживаної потужності; збільшення розрахункового небалансу балансної групи понад розрахунковий рівень.

- Система повинна вести контроль точного часу на всіх елементах АСКОЕ, та проводити його автоматичну корекцію чи сезонні зміни. База даних АСКОЕ побутових споживачів АТ "Херсонобленерго" повинна формуватися з обов'язковою прив'язкою вимірюваних величин до відповідної мітки часу.

- Конструкція обладнання та алгоритми функціонування програмного забезпечення системи АСКОЕ повинні забезпечувати захист від несанкціонованого впливу на виміри і обробку даних, а також фіксацію даних про такі спроби з повідомленням оператору системи;

- Система АСКОЕ повинна забезпечувати можливість проведення розрахунку балансу по всіх вузлах системи та здійснювати верифікацію даних в наступних балансних групах споживачів: окремі квартири - багатоквартирний будинок в цілому; ЛЕП — група споживачів (будинків); ТП- група ЛЕП (з можливістю використання експорту даних з АСКОЕ чи ЛУЗОД споживачів юридичного сектору) .

- Система повинна забезпечувати автоматичну зміну прив'язки локальних лічильників до маршрутизаторів (ТП чи силового трансформатора) при оперативних перемиканнях в мережі живлення.

- АСКОЕ побутових споживачів АТ "Херсонобленерго" має бути побудована на основі відкритих протоколів обміну даних з лічильниками та взаємодіяти з різними типами лічильників.

- АСКОЕ побутових споживачів АТ "Херсонобленерго" повинна забезпечувати: ведення багатотарифного обліку енергії кожного окремого споживача; проведення розрахунків за "зеленим тарифом" зі споживачами що мають відповідні генеруючі установки.

- База даних АСКОЕ побутових споживачів АТ "Херсонобленерго" повинна містити: значення сумарної спожитої енергії; значення сумарної спожитої енергії для кожної тарифної зони; значення усередненої потужності відповідно до заданого періоду інтегрування; значення максимальної потужності періоду інтегрування протягом доби, місяця; значення максимальної потужності періоду інтеграції для кожної тарифної зони протягом доби, місяця; значення спожитої енергії за поточні і минулі облікові періоди - добу, місяць; графік навантаження відповідно до заданого періоду інтеграції; значення спожитої енергії по кожній тарифній зоні за поточні і минулі облікові періоди добу, місяць; інформацію про події, пов'язані із позаштатними змінами зовнішнього і внутрішнього середовища (кількість відключень мережі живлення, кількість відключень навантаження внаслідок перевантаження струмом, кількість несанкціонованих спроб доступу, тощо);

- Система повинна забезпечувати збереження та відображення даних параметризації кожного локального лічильника (тип приладу, заводський номер, код споживача, кількість змін даних, дата і час останньої зміни параметрів) та в профілі точки обліку (споживача) зберігати дані окремих встановлених параметрів та опцій. При цьому система повинна забезпечувати можливість віддаленого перегляду та корекції даних параметризації кожного локального лічильника в тому числі дистанційне відключення та параметризацію.

- Система повинна забезпечувати періодичне архівування та збереження архіву даних, з можливістю відновлення інформації за командою оператора.

- Система АСКОЕ повинна забезпечувати можливість формування та експорту даних для розрахунку показників якості електропостачання (SAIDI, SAIFI);

Лічильники електричної енергії що працюють в системі повинні мати:

-Клас точності не гірше - “2,0”;

-Міжповірочний інтервал - не менше 6 років;

-Термін служби - не менше 24 років;

-Гарантійний термін не менше 3 років;

-Однофазні лічильники повинні мати вимірювальний орган (шунт, ТС чи датчик струму іншого типу) по фазі та нульовому проводу (двоелементний лічильник).

-Кліматичне виконання категорія розміщення по ГОСТ 15130, група стійкості до кліматичних умов по ГОСТ 22261;

- Діапазон максимально допустимих температур зовнішнього повітря не гірше від мінус 25 до плюс 55 градусів Цельсія;

- Допустима вологість зовнішнього повітря: до 85%;

- Клас захисту IP-54;

- Розрядність лічильного механізму (дисплею) не менше 6 знаків;

- Кріплення на три гвинти чи DIN-рейку (без спеціального адаптера);

- Ізоляція повинна на протязі 1 хвилини витримувати випробовування напругою частотою 50 Гц не менше 3 кВ;

- Стійкість від впливу високочастотних електромагнітних полів по IEC 1000-4-3 не гірше 10 В/м;

- Стійкість від впливу електростатичних розрядів по IEC 1000-4-2 не гірше 15 кВ в імпульсі;

- Стійкість до впливу постійних магнітних полів яке створено постійним магнітом з поперечним перерізом не менше 5,0 см² та магнітною індукцією не менше 300 мТл на його полюсі відповідно до вимог СОУ-Н МПЕ 40.1.35.110:2005;

- Прилад обліку та його внутрішні елементи повинні бути захищені від впливу зовнішнього змінного магнітного поля мережевої частоти індукцією не менше 100 мТл включно відповідно вимог СОУ-Н МПЕ 40.1.35.110:2005;

- Прилад обліку та його внутрішні елементи повинні бути захищені від впливу зовнішнього електромагнітного поля напруженістю 10 В/м у діапазоні частот від 80кГц до 2000 МГц при наявності струму у струмових ланцюгах приладу обліку відповідно вимог ДСТУ IEC 62052-11;

- Лічильник повинен стабільно працювати у мережі з відхиленням напруги 0,8 — 1,2 від номінальної .

- Лічильник повинен бути облаштований сертифікованими датчиками: відкриття клемної кришки та корпусу лічильника; датчиками магнітного та радіочастотного впливу з відображенням спрацювання датчиків на дисплеї приладу обліку.

- Лічильник повинен мати вбудоване реле управління навантаженням з номінальним струмом відповідним номінальному струму приладу обліку та комутаційним ресурсом не гірше 2000 циклів В-О.

Відповідно до затвердженої в товаристві «Концепції впровадження АСКОЕ побутових споживачів» у 2022 році в рамках інвестиційної програми товариства планується: створення автоматизованих систем обліку у Західному РУКОЕ 10758 точок обліку, в Північному РУКОЕ 184 точок обліку, в Центральному РУКОЕ 10471 точок обліку, в Південному РУКОЕ 1557 точок обліку та Східному РУКОЕ 2619 точок обліку.

Орієнтовний тип лічильників для системи АСКОЕ — побут: МТХ (Теле Тек, Одеса).

В рамках інвестиційної програми 2022 року запланована закупівля наступного обладнання для розвитку систем АСКОЕ побутового напрямку:

15000 шт. електролічильників багатофункціональних однофазних з PLC модемом, вбудованим реле, датчиками магнітного та радіочастотного впливу 5-80А 220В вартістю 1380 грн. на загальну суму **20700 тис. грн. (без ПДВ)**

698 шт. електролічильників багатофункціональних трифазних прямого включення з PLC модемом, вбудованим реле, датчиками магнітного та радіочастотного впливу 5-80А 380В вартістю 2970 грн. на загальну суму **2073,06 тис. грн. (без ПДВ)**

150 шт. маршрутизаторів АСКОЕ побут (PLC-GSM(GPRS)) вартістю 15 тис. грн. на загальну суму **2250 тис. грн. (без ПДВ)**

Економічний ефект від впровадження лічильників очікується за рахунок:

1. Зменшення кількості контролерів завдяки застосуванню дистанційної фіксації показів. Розрахунок виконано за умови обов'язкового контролю раз на 6 місяців при змінній нормі обходу на одного контролера по 1 поясу 80 точок обліку за зміну.

Кількість вивільнених контролерів, складе:

$15000 \text{ лічильників} * 6 \text{ раз на рік} : 12 \text{ місяців} : 20 \text{ робочих днів} : 80 \text{ шт} =$

5 контролерів

Зекономлений фонд оплати праці за рік (контролер 1 групи):

$5 * 5230 \text{ грн.} * 12 = 313800 \text{ грн}$

2. Зменшення кількості електромонтерів з відключення за рахунок застосування дистанційного відключення. Розрахунок виконано за умови відключення на місяць 0.5% від загальної кількості точок обліку протягом місяця та нормі відключення на монтера 8 точок обліку на зміну.

Кількість точок обліку на відключення:

$15000 * 0.005 = 75 \text{ т.о.}$

необхідна кількість електромонтерів

$75 \text{ точок обліку} : 20 \text{ робочих днів} : 8 \text{ т.о./зміну} = 1 \text{ електромонтер}$

Зекономлений фонд оплати праці за рік (електромонтер 3 розряду):

$1 * 9600 \text{ грн.} * 12 = 115200 \text{ грн.}$

3. Формування більш точного корисного відпуску за рахунок дистанційної фіксації показів на 24.00 годину і неможливість штучного зменшення орієнтовно 10 кВт*год щомісячно на 50% лічильників при середньому тарифі для населення 1.41грн.

$15000 \text{ лічильників} * 0.5 * 10 \text{ кВт*год} * 12 \text{ міс} * 1.41 = 1\,269\,000 \text{ грн.}$

4. собственная загрузка
5. порог чутливості
6. показник SADI/SAFI
7. недооблік по лічильникам, які знімаються становить 5%.

25023060 грн./ $(313800+115200+1269000)$ грн.=15 років

2.10-2.11. Впровадження балансного обліку на ПС-35кВ, обліку на межі структурних підрозділів товариства

Для налагодження роботи облікових систем на межі структурних підрозділів товариства, що забезпечить формування балансів надходження електричної енергії та проведення аналізу її втрат, в рамках ІП-2021 планується придбати та впровадити для модернізації парку приладів обліку на ПС-35, 150кВ з впровадженням систем ЛУЗОД (взаємін індукційних):

Електролічильник багатофункціональний 3*100В 5 (10)А з інтерфейсом RS485 263 шт. орієнтовною вартістю 3000 грн. на загальну суму 789 тис. грн (без ПДВ);

Електролічильник багатофункціональний трифазний 3*100В трансформаторного включення з вбудованим модемом GPRS, датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 22 шт. вартістю 4600 грн. на загальну суму 101,2 тис.грн (без ПДВ).

12. Заміні автоматичних вимикачів у побутових споживачів

У зв'язку з прийняттям постанови НКРЕКП від 17.03.2021 року №475 виникла потреба в заміні автоматичних вимикачів у побутових споживачів з метою забезпечення можливості споживати електричну енергію на рівні 5 кВт.

Однополюсні автоматичні вимикачі з I ном=25А у кількості 40000 шт. вартістю 60 грн. на загальну суму 2400 тис. грн (без ПДВ).

13-14. Роботи з встановлення технічного обліку електричної енергії на вводах трансформаторних підстанцій 0,4 кВ

Облаштування та автоматизація обліку по однострансформаторних ТП 6/10/0,4кВ (більше 63кВА) — 775,11 тис.грн. без ПДВ кошторис додається

Облаштування та автоматизація обліку по двохтрансформаторних ТП 6/10/0,4кВ (більше 63кВА) — 3615,64 тис.грн. без ПДВ кошторис додається

Загальна сума становить 4390,75 тис. грн. без ПДВ.

Основним напрямком є автоматизація обліку електроенергії. Кінцева мета даної програми – стовідсотково автоматизувати облік та балансувати мережу 10 кВ з визначенням пріоритетних напрямків для подальшої автоматизації обліку у побутових споживачів з огляду на загальні обсяги споживання та рівня втрат за окремими балансними вузлами.

Відповідно до рекомендації НКРЕКП **головним** Критерієм та метою створення автоматизованих систем обліку повинно бути:

1. Зниження втрат електричної енергії в мережах розподільчої компанії.

2. Моніторинг якості електричної енергії та реєстрація перерв в електропостачанні за допомогою електронних лічильників у мережах низької напруги. Електронні лічильники, установлені в точках приєднання споживачів низької напруги, можуть використовуватись для моніторингу відхилень напруги та регулярної реєстрації часу та тривалості перерв в електропостачанні (знеструмлення) електроустановок споживачів.

3. Для дотримання ОСП затверджених Регулятором показників якості електропостачання, а саме

- індексу середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI) індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIFI)

Також за рахунок заміни лічильників застарілих типів, працюючих з підвищеною похибкою, а також зменшення ймовірності крадіжки електроенергії за рахунок використання більш захищених приладів обліку, очікується величина зниження фактичних втрат по вузлу з 10-30% (комерційні + технічні) до 6-9% (технічні втрати в залежності від топології мережі 0,4 кВ).

Для автоматизованої обробки інформації з лічильників, встановлених на ПС, ТП, РП планується на об'єктах впровадити автоматизовану систему обліку (АСОЕ).

Впровадження даних заходів дозволить:

- Виявити фактичні осередки комерційних втрат в мережі. Це дасть можливість ефективно впроваджувати заходи інвестиційних програм майбутніх періодів.

- Знизити ризик несвоєчасного виконання планів зниження фактичних ТВЕ.

- Організувати подекадний контроль фактичних ТВЕ.

- Зменшити транспортні витрати і витрати людських ресурсів на зняття показів з лічильників, тобто раціонально використовувати матеріальні та людські ресурси компанії.

- Забезпечити АСОЕ площадки вимірювання в комерційних точках обліку.

- Мати оперативну інформацію про споживання електроенергії великих промислових споживачів і контролювати обсяги надходження електроенергії в структурні підрозділи компанії.

- Отримати точну і достовірну інформацію про обсяги надходження, розподілу, генерації, відпуску і споживання електроенергії шляхом автоматизації процесів вимірювання, збору, обробки, зберігання, документування вимірюваних параметрів електроенергії.

- Формування достовірного балансу надходження, розподілу, генерації, відпуску і споживання електроенергії для перевірки даних лічильників і оперативного виявлення і усунення понаднормативних втрат в електричних мережах.

Вимоги до обладнання для побудови ЛУЗОД на ПС та РП:

Обладнання для побудови ЛУЗОД на ПС та РП, повинно складатись з контролеру передачі даних та допоміжного обладнання, яке фізично змонтоване в шафу.

Обладнання для ЛУЗОД на ПС та РП, повинно створювати прямий канал зв'язку між автоматизованою системою обліку електричної енергії та лічильниками розташованими на ПС.

Вимоги до складу шафи ЛУЗОД:

№ п/п	Роботи з встановлення технічного обліку електричної енергії на вводах трансформаторних підстанцій 0,4 кВ	Ціна одиниці (без ПДВ) грн.
2.7.1	Однотрансформаторна підстанція 10(6)/0,4 кВ потужністю більше 63 кВА	
	Зф лічильник 5(10)А з модулем GPRS типу NIK2307 ARTT.1600.MC.21 (1 шт.)	13750,00
	Колодка випробувальна КП-25 (1 шт.)	
	Ящик пластиковий IP54 ДОТ.3 (1 шт.)	
	Трансформатор струму 0,66 кВ 0,5s 100-600/5 (3 шт.)	
	Обмежувач перенапруги ОПН-0,38/300 (3 шт.)	
	Кабель КВВГнг 10х2,5 (10 м)	
	Провід ПВ-1 1х2,5 (5 м)	
	Комплект кріплення (саморіз, стяжка, маркування, скоба, шуруп)	
2.7.2	Двохтрансформаторна підстанція 10(6)/0,4 кВ	
	Зф лічильник 5(10)А з модулем RS-485 типу NIK2303 ARTT.1200.MC.21 (2 шт.)	26000,00
	Колодка випробувальна КП-25 (2 шт.)	
	Ящик пластиковий IP54 ҚДЕ-У (2 шт.)	
	Трансформатор струму 0,66 кВ 0,5s 100-600/5 (6 шт.)	
	Шафа ЛУЗОД LD.GSM.ATS (1 шт.)	
	Обмежувач перенапруги ОПН-0,38/300 (3 шт.)	
	Кабель КВВГнг 10х2,5 (20 м)	
	Провід ПВ-1 1х2,5 (10 м)	
	Кабель ВВГнг 2х1,5 (10 м)	
	Кабель FTP cat 5e 4х2х0,51 (10 м)	
	Комплект кріплення (саморіз, стяжка, маркування, скоба, шуруп)	

22.9. Впровадження та розвиток інформаційних технологій.

Для забезпечення стабільної та надійної роботи внутрішньої мережі АТ «Херсонбленерго» та програмних комплексів компанії в плані розвитку 2022-2026 років заплановані на 2022 рік наступні заходи:

Придбання нових робочих станцій (п. 1-2)

Необхідність придбання нових робочих станцій викликана підвищенням вимог використовуваного програмного забезпечення до обчислювальних ресурсів робочих станцій, впровадженням спеціалізованого програмного забезпечення, застарілістю та не ремонтпридатністю комп'ютерів. До такого програмного забезпечення відноситься: операційна система; офісне програмне забезпечення; антивірусне програмне забезпечення; клієнт-серверні додатки.

При цьому мінімальний набір використовуваного програмного забезпечення робочої станції включає все перераховане вище. Вимоги до обчислювальної потужності робочої станції визначаються ресурсомісткістю мінімального набору програмного забезпечення плюс вимоги, що виставляють клієнт-серверними додатками. Крім того, необхідно враховувати темпи розвитку перерахованого вище програмного забезпечення і поступовим підвищенням вимог програмного забезпечення до обчислювальних ресурсів робочої станції.

На даний момент у АТ «Херсонбленерго» експлуатуються близько 600 робочих станцій загального використання та року вводу в експлуатацію до 2012. Майже всі вони не задовольняють нормальним умовам праці, часто виходять з ладу, не спроможні забезпечити необхідну продуктивність роботи та вичерпали свій корисний ресурс.

Наслідком використання такого числа застарілих робочих станцій є періодичні простої в робочому процесі, уповільнення робочого процесу, збільшення кількості робіт персоналу служби інформаційних технологій по обслуговуванню робочих станцій, поломки застарілих станцій внаслідок спрацювання окремих деталей, неможливість впровадження сучасного програмного забезпечення тощо.

Розв'язанням проблеми може бути заміна застарілих робочих станцій і модернізація станцій там, де апаратна конфігурація дозволяє провести модернізацію.

Одним з основних параметрів при обранні конфігурації робочих станцій є повна сумісність з операційною системою LINUX, що використовується на більшості комп'ютерів Херсонбленерго. Також на підприємстві є необхідність в заміні комп'ютерів з застарілим ліцензійним програмним забезпеченням Microsoft Windows XP, Windows 7 та Microsoft Office XP, Office 2003, які вже не супроводжуються виробником. В результаті чого нові програмні комплекси та інтернет браузері не працюють на цих операційних системах або працюють нестабільно.

Мінімальна конфігурація робочої станції, яка би задовольняла вимогам по ресурсах із врахуванням спеціального програмного забезпечення: 8192Mb RAM, 256 Gb SSD, більше 6*2300MHz CPU.

Таким чином, для заміни застарілих та не ремонтпридатних робочих станцій загального користування, які не потребують підвищених вимог до програмного забезпечення потрібно придбати 200 робочих станцій.

Основні технічні вимоги до робочих станцій з ОС Linux такі:

- MB (intel B460) socket 1200 (або аналог),
- CPU Intel Core i5-10500T (2.3 - 3.8 ГГц) (1200 pin) (або аналог),
- ОЗУ 8Гб- DDR4 (або аналог),
- SSD 256 SATA-3 Samsung (або аналог),
- корпус Small Tower з блоком живлення (або аналог),
- клавіатура Logitech USB (або аналог),
- миша Logitech USB 3-х кн.+scroll optical (або аналог),
- монітор 24" (або аналог),
- мережевий фільтр Gembird (3 м) (або аналог)

Основні технічні вимоги до робочих станцій з ОС Windows такі:

- MB (intel B460) socket 1200 (або аналог),
- CPU Intel Core i5-10500T (2.3 - 3.8 ГГц) (1200 pin) (або аналог),
- ОЗУ 8Гб- DDR4 (або аналог),
- SSD 256 SATA-3 Samsung (або аналог),
- корпус Small Tower з блоком живлення (або аналог),
- клавіатура Logitech USB (або аналог),
- миша Logitech USB 3-х кн.+scroll optical (або аналог),
- монітор 24" (або аналог),
- мережевий фільтр Gembird (3 м) (або аналог)
- Microsoft Windows Pro 10 64Bit
- Microsoft Office Home and Business 2019

Для виправлення ситуації в наступному році з парком обчислювальної техніки планується придбання 160 робочих станцій з ОС Linux з вищевказаними характеристиками на суму **160*20,9 тис.грн. = 3344.0 тис.грн без ПДВ**, та 40 робочих станцій з ОС Windows з вищевказаними характеристиками на суму **40*29,30 тис.грн. = 1172,0 тис.грн без ПДВ**

Закупівля принтерів та сканерів (п. 3, 4, 5, 15)

Необхідність придбання нової оргтехніки викликана моральною та технічною застарілістю деяких пристроїв які використовуються на

підприємстві, та неможливістю придбання для деяких моделей витратних матеріалів.

На даний час в АТ "Херсонобленерго" є парк організаційної техніки, що практично виробила свій ресурс. В таблиці нижче наведений перелік.

Модель	Роки вводу в експлуатацію	Кількість техніки, од.
Hewlett-Packard LaserJet P3005	2007	9
Konica Minolta bizhab 163	2010	6
canon IR 1133A	2013	8
Hewlett-Packard LaserJet 425	2015	5
canon mf 3010	2013-2014	16

Як можна побачити, принтери в наведеному переліку знаходяться в експлуатації від 6 до 14 років, що для друкувальної організаційної техніки в інтенсивному режимі є перевищенням. Подальша експлуатація наведеної техніки суміщена з наступними проблемами, що не дають можливості ефективної експлуатації апаратного парку:

- коштовні витратні матеріали за причиною застарілості обладнання та закінчення термінів підтримки виробником. Наприклад новий картридж до принтеру HP 3005 коштує близько 4500 грн., вузол проявки зображення до Konica Minolta bizhab 163 — 11400 грн., Canon IR 1133A — відсутність у продажу плати керування, пічка до Canon mf 3010 — 4300 грн

- деякі запчастини до техніки на даний час майже неможливо придбати за тими ж причинами;

- техніка постійно виходить з ладу та більше ніж 50% часу проводить в майстерні по ремонту обладнання ніж на робочому місці персоналу компанії.

Нижче наведена таблиця негайної потреби в друкувальній техніці. В даний час такі потреби вирішуються за рахунок збільшення навантаження на іншу організаційну техніку:

№пп	Місце встановлення	Модель принтера	Причина
1	Н.Каховські РЕМ — ВТГ	Konica Minolta bizhab 163	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
2	ХОЕ — ВПРМ	Konica Minolta bizhab 163	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
3	ХОЕ - СЕПО	HP LJ P3005	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.

4	Високопільські РЕМ – ВТГ	Konica Minolta bizhab 163	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
5	Високопільські РЕМ	HP LJ P3005	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
6	Іванівські РЕМ – ВТГ	Konica Minolta bizhab 163	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
7	Каховські РЕМ – ВТГ	Konica Minolta bizhab 163	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
8	Каховські РЕМ	HP LJ P3005	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
9	ХОЕ — метрологічна служба	HP LJ P3005	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
10	Н.Каховського МВКО	HP LJ P3005	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
11	Н.Троїцькі РЕМ	HP LJ P3005	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
12	Голопристанські РЕМ	Konica Minolta bizhab 163	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
13	Чаплинські РЕМ	HP LJ P3005	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
14	ХРЕМ	Konica Minolta bizhab 163	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
15	ХРЕМ	Canon mf 3010	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
16	ХОЕ - СЗДТУ	Canon IR 1133A	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
17	ХОЕ - ВДР	Canon mf 3010	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
18	ХМВКО	HP LJ P3005	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
19	ХМВКО	Konica Minolta bizhab 163	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
20	ХМВКО	Canon IR 1133A	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
21	Іванівські РЕМ	Canon mf 3010	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.

22	Генічеські РЕМ	HP LJ P3005	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
23	Генічеські РЕМ	Canon mf 3010	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
24	ХОЕ - СОП	Canon mf 3010	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
25	Чаплинські РЕМ	Canon mf 3010	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.

Для виправлення ситуації планується придбання:

30 багатофункціональних пристроїв(принтер/сканер/ксерокс) формату А4 HP LJ Pro M438n (або аналог) — $30 \cdot 12,9 = 387,0$ тис.грн без ПДВ.

10 принтерів високопродуктивних формату А4 (250000 стор/міс.) HP LJ Enterprise M612dn (або аналог) — $10 \cdot 22,0 = 220,00$ тис.грн без ПДВ.

6 багатофункціональних пристроїв(принтер/сканер/ксерокс) формату А3 HP LJ Pro M443nda (або аналог) — $6 \cdot 22,80 = 136,80$ тис.грн без ПДВ.

4 потокових сканера А4 HP ScanJet Pro 3000 S4 (або аналог) — $4 \cdot 15,5 = 62,0$ тис.грн без ПДВ.

Сервер DELL або аналог (п. 6)

На теперішній час в АТ “Херсонобленерго” використовується велика кількість програмних комплексів, що забезпечують бізнес-процеси компанії. Кожен програмний комплекс містить від 1 до декількох десятків програм, має різну архітектуру, використовує різні сервери баз даних, має різні вимоги до апаратного та програмного забезпечення. В експлуатації знаходяться 11 фізичних серверів (2005-2010рр.) які працюють як гіпервізори, на яких виконується 48 віртуальних серверів різного призначення.

Перелік сервісів:

1. Системи комерційного обліку Херсонобленерго.
2. Поштовий сервер (зовнішній)
3. Поштові сервера (внутрішні)
4. DNS сервера (master slave)
5. FTP сервера різного призначення
6. SQUID сервер
7. Система контролю руху автомобілів АТ "Херсонобленерго"
8. Сервер відеоконференцій
9. Система контролю версій (JIRA+SVN+JENKINS)
10. Система прийому-передачі даних зп Енергопостачальною компанією (Датахаб)
11. Тестова система бухгалтерського обліку підприємства «Фінансова колекція»
12. Тестові сервера ОІК

13. Система адміністративного керування антивірусним програмним забезпеченням

14. Тестові сервери для розробки ПЗ та іншого призначення.

Загалом всі сервіси при мінімальній конфігурації використовують 218 логічних ядер центрального процесору, 384 Мб оперативної пам'яті, 5.8 Тб даних

Потреби к системним ресурсам серверів постійно збільшуються, тому використання теперішнього парку серверів не дає можливості в повному обсязі використовувати потужності а також проводити тестування розробленого програмного забезпечення та простого тестування програмних комплексів.

В 2022 році планується придбання двох серверів DELL або аналог наступної конфігурації:

Сервер Dell PowerEdge R640 (up to 8 x 2.5" HDD/SSD) rack 1U / 2 x Intel Xeon Gold 5218 (2.30 GHz, 16 cores, 22MB L3, 125W) / 24 x 32Gb PC4-25600(3200MHz) DDR4 ECC Registered DIMM / 6 x 2.4TB 10k SAS 12Gbps HS HDD 2.5" / PERC H730p RAID(0,1,5,6,10,50,60) Controller 2Gb NV Cache 12Gb/s with battery / no DVD / iDRAC 9 Enterprise / Broadcom 57416 2x10Gb BT + 2x1Gb BT Daughter Card / 2 x Power Supply, 750W, Hot-plug / no OS / 3Y Prosupport NBD (або аналог) - 2*714 = **1428,0 тис.грн без ПДВ.**

що дозволить розмістити всі 48 віртуальних машин з забезпеченням необхідної потужності.

Система зберігання даних NAS з накопичувачами в комплекті (п. 7)

На теперішній час в АТ "Херсонобленерго" резервне копіювання баз даних, підсистем робиться з періодичністю 1 раз на добу (вночі), та переносяться на два файлові сервера. Обсяг дозволеного місця (по 10ТВ) на цих серверах не дозволяє зберігати усі резервні копії протягом двох місяців. Доводиться проряджати ці копії, виділяти критичні з них.

Така організація резервного копіювання не дозволяє зберігати копії за великий термін та збільшує або унеможлиблює швидке відновлення даних на певний період часу. Також на ці ресурси робляться снєпшоти віртуальних машин (вибірково).

На систему зберігання даних також планується перенос файлових ресурсів користувачів (на теперішній час це займає приблизно 900 Гб інформації) та FTP-ресурси (на теперішній час це займає 3ТВ інформації, 2 ТВ архівної (період) та 2 ТВ архівної резервної).

В 2022 році планується придбання системи зберігання даних NAS або аналог в наступної конфігурації:

Система зберігання даних Synology RS3621xs+ в наступній комплектації:
Дискова полиця (розширення дискового простору) Synology RX1217RP – 2 шт.,
жорсткий диск Synology 3.5" SATA 3.0 8TB 7200 – 36 шт. (або аналог) = **538 тис.грн без ПДВ**

що дозволить зберігати резервні копії на більш тривалий час, та збільшити кількість зберігання снєпшотів критичних віртуальних машин.

Також придбання системи дозволить робити автоматичне резервне інкрементне копіювання з заданим періодом та зберігати на своєму ресурсі для більш швидкого відновлення, та копіювати на віддалений ресурс для можливого оффлайнного зберігання.

Придбання ноутбуку для налагодження та обслуговування мікропроцесорних пристроїв РЗА (п. 8)

В даний час на підстанціях 150кВ та 35кВ АТ«Херсонобленерго» експлуатується значна кількість мікропроцесорних пристроїв релейного захисту і електроавтоматики (МП РЗА) для захисту ліній 150кВ, 35кВ, 6-10кВ від всіх видів пошкоджень.

Наведені МП РЗА мають обов'язкову опцію – зв'язок через порт входу/виходу з комп'ютером (ноутбуком) для налагодження та контролю стану МП РЗА. Використання ноутбука дає можливість виконувати наступні операції:

1. Первинне налагодження МП РЗА під час монтажу:
Конфігурування мікропроцесорних пристроїв РЗА;
Ранжирування дискретних входів та виходів, світлових індикаторів пристрою;
Завдання коефіцієнтів трансформації трансформаторів напруги та струму, до яких підключається пристрій;
Завдання параметрів настроювання функцій МП РЗА;
Збереження в пам'яті ноутбука або на інших носіях інформації даних конфігурації, ранжирування та заданих параметрів для кожного конкретного МП РЗА, з метою наступного контролю правильності цих параметрів під час проведення технічного обслуговування вказаних МП РЗА.
2. Періодичне технічне обслуговування МП РЗА:
Перевірка параметрів МП РЗА, заданих під час налагодження;
Зчитування параметрів аварійних процесів, записаних в реєстраторі аварійних подій;
Зчитування осцилограм, записаних в реєстраторі аварійних подій;
Перевірка працездатності та правильності налаштувань всіх функціональних блоків МП РЗА в онлайн – режимі.
3. В окремих випадках, таких, як зняття аварійних осцилограм та інших аварійних параметрів, відсутність ноутбука унеможливує виконання таких операцій.

Завдяки наведеним якостям, використання ноутбука дає можливість зменшити час перевірки МП РЗА до 30-40% за рахунок наочності виконуваних операцій.

цій, можливості виводу на екран ноутбука одночасно до кількох десятків контрольованих параметрів, їх оперативного змінювання та запису в МП РЗА.

Основні технічні вимоги до ноутбука такі:

Процесор: Intel i5 1135G7 , 2.4 ГГц (або аналог);

ОП: 8GB DDR4 3200MHz (або аналог);

Накопичувач обов'язково повинен бути такого типу: SSD M.2 512GB (або аналог);

Відеокарта: інтегрована Intel Iris Xe Graphics (або аналог);

Мультимедіа: WebCam (1280x720), Media Card (SD, SDHC, SDXC) (або аналог);

Інтерфейси: HDMI 1.4, USB 3.2 (2), USB C 3.2 (1), Microphone/Headphone jack, 802.11AC Dual-Band Wi-Fi (або аналог);

Дисплей: 15.6 FHD IPS (1920 x 1080) Anti-glare (або аналог);

Клавіатура: Keyboard Ukrainian (non-backlit) (або аналог);

Батарея: 3-cell 40W/HR LI-ION (або аналог);

На 2022 рік заплановане придбання 3-х ноутбуків Dell Vostro 5502 (або аналог) .

Заплановані витрати коштів у 2022 інвестиційному році: 66,0 тис.грн. без ПДВ;

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	3 шт.
Вартість одного пристрою	22,0 тис.грн.
Економія часу при застосуванні приладу за один робочий день	2 години
Сумарна заробітна плата бригади за одну годину	111,25 грн.
Середня кількість робочих днів на місяць	21

Розрахунок

2год. * 21(роб. день) * 12(місяців) = 504 л/г.

Умовна економія заробітної плати бригади на рік:

504 * 111,25 = 56044,8 грн.

Термін окупності кожного ноутбука:

$22,0 / 56,0448 = 0,39$ року

Закупівля ліцензійного програмного забезпечення (п. 9-10)

Необхідність придбання ліцензійного програмного забезпечення обумовлено чинним законодавством, згідно якого на підприємстві необхідно використовувати ліцензійне програмне забезпечення. Ліцензії на використання надаються на платній основі та оплата проводиться згідно чинних укладених договорів.

1. На даний час в АТ "Херсонобленерго" в промисловій експлуатації знаходиться програмне забезпечення від компанії Microsoft в якості офісного пакету на робочих місцях, де використання іншого офісного пакету (на кшталт LibreOffice, Apache OpenOffice) неможливо за причини несумісності формату

або використання програмними додатками API microsoft office для вивантаження даних до excel або word. Переважно це робочі місця в центральній бухгалтерії, де використовується “фінансова колекція”; відділ бюджетного планування та тарифної політики, що некоректно відображаються у відмінних від microsoft office програмних продуктах та використовують visual basic та макроси, на робочих місцях групи пофідерного аналізу, де працюють з макетами файлів автоматизованої системи обліку електроенергії, що передаються до ПрАТ «НЕК «Укренерго», для коректної роботи таких спеціалізованих програм (наприклад СМЕТА, АСПЕКТ), експортування макетів АСКОЕ та відправка звітів в ПрАТ «НЕК «Укренерго» та НКРЕКП, потрібно придбати ліцензійні пакети Microsoft Office в рамках угоди Microsoft Enterprise Agreement.

2. В АТ “Херсонобленерго” експлуатуються сервера і робочі станції на яких використовується операційна система Windows. А саме:

- бази даних ОІК (основний і резервний) і сервера обміну - 26шт.
- сервера обміну ПК АСКОЕ, СМАРТ3, СМАРТ6 - 5 шт.
- сервера терміналів (Колл-центра, столів прийому, клієнт-банків, будівельних технологій) - 2шт
- робочі станції (бухгалтерії, фінансового відділу, сектора проектування та диспетчерських служб) близько 120 шт.

Ця операційна система більшою мірою схильна до дії комп'ютерних вірусних і різного роду шкідливих програм.

Для протидії комп'ютерним вірусам і шкідливого коду, захисту важливої інформації від втрати, потрібне використання антивірусного програмного забезпечення, який потрібно ліцензувати.

Також закупівля 40 нових робочих станцій з ліцензійною Windows потребує антивірусного захисту.

Тому кожен рік потрібно придбання 200 ліцензій антивірусного програмного забезпечення комплексного захисту ESET (або аналог).

В 2022 році планується придбання такого ліцензійного програмного забезпечення:

- програмного забезпечення Microsoft EA (або аналог) на **795,00 тис.грн. без ПДВ;**
- Поновлення програмного забезпечення комплексного захисту робочих станцій ESET (або аналог) **200*0,35 тис.грн. = 69,8 тис.грн. без ПДВ;**

Закупівля мережевого обладнання (п.11, 12, 13)

У зв'язку з тим що більшість комутаторів котрі задіяні в побудові локальної мережі підприємства АТ “Херсонобленерго” знаходяться в експлуатації вже понад 10 років в режимі 24/7/365, та інколи виходять з ладу. Також постійні перебудови локальної мережі у зв'язку з переїздами відділів або реструктуризаціями потребують встановлення додаткового або заміни старого на нове комутаційного обладнання.

Для вирішення цієї проблеми планується придбання наступного обладнання:

6 комутатори TP- Link TL-SG1008P (або аналог) за $6 \cdot 1,350 = 8,1$ тис.грн без ПДВ.

3 комутатори TP- Link TL-SG1016DE (або аналог) за $3 \cdot 2,0 = 6,0$ тис.грн без ПДВ.

2 комутатори TP- Link T1500-28PCT (або аналог) за $2 \cdot 4,6 = 9,2$ тис.грн без ПДВ.

Доцільність придбання нових джерел безперебійного живлення (п.14)

На даний момент в АТ «Херсонобленерго» для забезпечення безперебійної роботи диспетчерських та комунікаційного обладнання експлуатується 7 джерел безперебійного живлення. Усі вони забезпечують безперебійну роботу серверів баз даних, поштових, web-серверів, систем відеоспостереження, серверів доступу, різного роду програмних комплексів (EnergyNet, фін. колекції, диспетчер заявок, АСКОЕ, ОІК тощо) у випадку пропажі електричної енергії.

Внаслідок застарілості джерел безперебійного живлення (половина з них 2003-2006р.) та роботі в режимі $24 \cdot 7$ неодноразово виникали проблеми в схемах живлення серверів, деякі з них вже мали декілька ремонтно-відновлювальних робіт після аварійного знеструмлення.

Також збільшилося навантаження на джерела безперебійного живлення до максимуму за рахунок збільшення кількості серверів. Це призводить до зменшення ресурсу безперебійної роботи серверів, які живлять ці джерела, та у разі виникнення аварійних ситуацій з мережевою напругою не зможуть забезпечити повною мірою безперебійну роботу серверів.

Для забезпечення надійної роботи апаратної частини серверних СІТ і АТС необхідно придбання 3-х ДБЖ високої потужності 9-12кВА.

Для запобігання проблем з безперебійної роботи диспетчерів, планується придбання ДБЖ потужністю 1500ВА Eaton 5SC 1500VA (або аналог) — $17 \cdot 14,00 = 238,00$ тис.грн без ПДВ.

Вузлове мережеве обладнання (п. 16)

На теперешній час в АТ «Херсонобленерго» використовується мережеве обладнання комутатори 48 портів 11 штук та 24 портів 18 штук 2003-2006 років випуску. Дані комутатори забезпечують зв'язок між будівлями центрального офісу та в структурних підрозділах.

Таке обладнання морально та фізично застаріле і не задовольняє сучасним потребам, та не має можливості об'єднання в стек та керування за допомогою WEB-інтерфейсу.

В 2022 році планується придбання наступного обладнання або аналог:

Комутатор Cisco 48 портів CBS350 Managed 48-port GE, 10G Uplinks, 4x10G SFP+ w 10GBASE-CU SFP+Cable 1 Meter (або аналог) — 18*36.90 = **664,2 тис.грн без ПДВ**

Побудова комплексної системи мережевої безпеки та IT інфраструктури (hardware, software) (п. 17)

АТ «Херсонобленерго» територіально знаходиться в Херсонській області і структурно складається з центрального офісу (далі ЦО) і філіальної мережі ВДРМ (далі Філії).

Локальна обчислювальна мережа (ЛОМ) ЦО, в частині активного мережного обладнання, побудована за гетерогенною схемою і складається переважно з комутаторів виробника Cisco. ЛВС має складну топологію з багаторазовим каскадування комутаторів. В якості маршрутизаторів використовуються Cisco 1941 і 2951 для зв'язку з партнерськими організаціями та виходу в Інтернет (провайдер Smartlink, використовується як основний провайдер).

До іншого маршрутизатора Cisco 2951 підключений канал провайдера Укртелеком, який використовується як для організації доступу до мережі Інтернет (використовується як резервний канал при виході з ладу WAN каналу зв'язку) також організації WAN-каналу зв'язку з філіями (MPLS VPN Укртелекому), організації SIP-транка телефонії. Крім того, існує власна WAN-мережа організації, побудована на технологіях радіо-релейної зв'язку та WiFi.

Сегментація корпоративної мережі виконується на міжмережевому екрані Cisco FPR1120-NGFW-K9 (придбаний в 2021 році). Існує кілька окремих зон, без виділеної окремим DMZ зони для серверних ресурсів. Сегментації між технологічної мережею і корпоративною мережею немає. Захисту від впливу шкідливого ПО легальними каналами зв'язку (http (s), e-mail) немає.

Не однократні хакерські атаки в 2016-2017рр. (віруси BlackEnergy, Petya, оновлення MEDoc) як на енергетичний комплекс так і на державні та комерційні структури зобов'язує задуматися про захист інформаційних систем та встановлення більш сучасного мережевого обладнання з системою запобігання вторгнень.

Для отримання консолідованої інформації з усіх наявних мережевих пристроїв компанії (зараз їх близько 20), а саме отримання попереджень, аварійних подій, також для центрального керування політиками безпеки, контролю за адміністративними обліковими записами необхідно сучасна система управління та моніторингу.

Для забезпечення безперервного функціонування автоматизованих систем і виробничих процесів підприємства, мінімізації ризиків, пов'язаних зі збільшенням випадків кібератак, спрямованих на компрометацію підприємств, і для підтримки інформаційної безпеки на належному рівні пропонується реалізація наступного програмно-апаратного комплексу:

1. Міжмережевий екран нового покоління Cisco FPR1120-NGFW-K9 - це перший в галузі повністю інтегрований міжмережевий екран нового покоління з орієнтацією на захист від загроз і з уніфікованим керуванням. Він забезпечує розширений захист від загроз до, під час і після атак. Пристрої Cisco FPR1120-NGFW-K9 - це сімейство з чотирьох платформ безпеки на базі MCE нового покоління з орієнтацією на захист від загроз, які забезпечують безперервність бізнесу завдяки неперевершеним захистом від загроз. При активації розширених функцій захисту від загроз продуктивність системи залишається стабільною. Ці платформи унікальним чином поєднують в собі інноваційну подвійну багатоядерну архітектуру ЦП, яка оптимізує одночасну роботу функцій MCE, шифрування і виявлення загроз. Пропускна здатність пристроїв 1,5 Гбіт/с, що дозволяє використовувати їх в самих різних варіантах розгортання - від периметра Інтернету до ЦОД.

2. Система управління і моніторингу Cisco FirePower Management Center на базі віртуальної машини VmWare. Цей пристрій крім управління всією сукупністю міжмережевих екранів і сервісами FirePower також надає інформативні звіти по роботі міжмережевих екранів (MCE). Також є функція генерації syslog alert'ов для відправки, наприклад, в SIEM систему.

Для цього планується придбати обладнання

Програмно-апаратний комплекс системи мережевої безпеки ІТ-інфраструктури у складі: (або аналог) = **3061.9 тис.грн без ПДВ:**

- мережевий екран Cisco Firepower 1120 NGFW Appliance, 1U з технічною підтримкою на 3 роки SNTC 8X5XNBD Cisco Firepower 1120 NGFW Appliance, 1U - 3 шт.;
 - програмна продукція Cisco FPR1120 Threat Defense Threat, Malware and URL 3Y Subs - 3 шт.;
 - пристрій захисту пошти ESA C195 Email Security Appliance з блоком живлення Cisco Content Sec AC Power Supply 770W for x95 appliance та сервісною підтримкою SOLN SUPP 8X5XNBD ESA C195 Email Security Appliance - 2 шт.;
 - програмна продукція: примірник комп'ютерної програми Cisco Email, AMP, Threat Grid-Premium File Analysis License на 3 роки - 600 шт.;
 - програмна продукція: примірник комп'ютерної програми Cisco Firepower Management Center, (VMWare) for 2 devices з технічною підтримкою SOLN SUPP SWSS Cisco Firepower Management Center - 1 шт.;
 - роботи з монтажу та введення в експлуатацію мережевого обладнання.
- Закупівля такого обладнання дозволить:

1) Захист периметра мережі міжмережевими екранами Cisco FPR1120-NGFW-K9, що працюють в режимах «active / active» або «active / standby». Доступ до додаткового функціоналу міжмережевих екранів забезпечується ліцензіями Threat Defense Threat, Malware and URL License, терміном дії 3 роки (з можливістю подальшого продовження), які надають такі можливості:

- виявлення і запобігання вторгнень - аналіз мережевого трафіку на

предмет вторгнень і експлоїтів з можливістю нейтралізації шкідливих пакетів;

- управління файлами - виявлення і, при необхідності, блокування вивантаження (відправки) або завантаження (отримання) файлів певних типів за певними протоколами додатків;

- фільтрацію Security Intelligence - можливість заносити в чорний список і превентивно забороняти вхідний і вихідний трафік для певних IP-адрес, URL-адрес і доменних імен DNS, перш ніж трафік буде підданий аналізу з допомогою правил контролю доступу. Динамічні канали дозволяють відразу ж заносити з'єднання в чорний список на основі актуальних даних. При бажанні можна використовувати параметр «тільки моніторинг» для фільтрації Security Intelligence.

- виявлення і блокування шкідливих програм в файлах, що передаються по мережі.

- фільтрацію URL-адрес для відслідковування хостів - можливість встановлювати правила контролю доступу, які регламентують трафік, який може проходити через мережу.

2) Захист інфраструктури підприємства від загроз, що передаються поштою, за допомогою об'єднаних в відмовостійкий кластер двох мережевих шлюзів Cisco Email Security Appliance ESA C195 з використанням ліцензій Cisco Email, AMP (Advanced Malware Protection), Threat Grid-Premium File Analysis License.

Advanced Malware Protection захищає від загроз нульового дня і цільових файлових загроз у вкладеннях електронної пошти за рахунок:

- отримання репутації відомих файлів;
- аналізу поведінки деяких файлів, ще не відомих службі репутації;
- перманентної оцінки виникаючих загроз і повідомлення про підозрілі файли, які потрапили в локальну мережу.

Також рішення дозволяє виявляти і блокувати спуфінг-атаки, часто спрямовані на керівників вищої ланки. Всі інциденти докладно записуються в спеціальному журналі.

Для централізованого, інтегрованого та оптимізованого управління подіями використовується єдиний центр Firepower Management Center, забезпечує повне, уніфіковане управління міжмережевими екранами, контролем додатками, запобіганням вторгнень, фільтрацією URL-адрес і захистом від удосконаленого шкідливого ПЗ.

У зв'язку зі стрімким розвитком інформаційних технологій та використанням у компанії великої кількості програмних комплексів, які потребують значних потужностей для обробки даних, планується впровадження проекту Центру Обробки Даних.

Проект ЦОД включає в собі заходи направлені на мінімізацію втрат інформації баз даних програмних комплексів компанії шляхом побудови дублюючих обчислювальних систем та систем резервування інформації. На

даний час в компанії відсутні дублюючі сервери, що загрожує цілісності даних, які зберігаються в базах даних програмних комплексів, тому для вирішення проблеми планується у найближчий час закупівля серверів та мережевого обладнання, які будуть дублювати введені в експлуатацію.

У 2023 році запланована заміна серверів, який входить до складу ЦОД, та є застарілим на суму 1470 тис.грн., у 2023 та 2024 роки заміна блоків безперервного живлення на суму 387 тис.грн. та 411 тис.грн. відповідно, у 2024 заміна серверів на суму — 1569 тис.грн., у 2025 році заміна системи зберігання даних (СЗД) — 3467 тис.грн., з. у 2026 році планується заміна 10Gb комутаторів — 400 тис.грн., SAN-комутаторів — 723 тис.грн., дискова система зберігання даних DataDomain – 611 тис.грн., стрічкова бібліотека — 254 тис.грн.

ЦОД включає в себе наступні основні компоненти: обчислювальна система, дискове сховище (СЗД), комутатори FC SAN, комутатори Ethernet 1/10 Гб, програмне забезпечення віртуалізації, програмне забезпечення резервного копіювання та відновлення.

В якості вузлів кластера виступають сервера Dell PowerEdge R640. Вибір двопроцесорній платформи обумовлений достатньою потужністю сучасних процесорів і міркуваннями економії на ліцензування ПЗ віртуалізації. Сервери підключаються до СЗД через FC комутатори. Для консолідації даних застосовується СЗД DellEMC Unity 300

В якості програмного забезпечення (ПО) віртуалізації використовується VMware vSphere Essentials Plus Kit, тим самим знижує вимоги ІТ-середовища до ресурсів, що, в свою чергу, дозволяє реалізувати безперервність бізнесу за допомогою таких компонентів, як vSphere High Availability (автоматичний перезапуск додатків при виявленні відмов серверів) і vSphere vMotion® (виняток планових простоїв під час обслуговування серверів). Захист бізнес-додатків і даних забезпечується за допомогою таких компонентів, як VMware vSphere Data Protection™ (резервне копіювання і відновлення віртуальних машин на рівні образів без агентів і захист важливих бізнес-додатків з урахуванням їх потреб) і VMware vShield Endpoint™ (захист віртуальних машин від вірусів і зловмисного програмного забезпечення без агентів). vSphere Replication™ додає економічну реплікацію віртуальних машин і створює основу для впровадження хмарних рішень з аварійного відновлення.

VMware vCenter Server for Essentials забезпечує централізоване управління і моніторинг продуктивності для всіх віртуальних машин і вузлів vSphere за допомогою інтегрованих засобів перетворення фізичних машин в віртуальні і прискореної ініціалізації на основі шаблонів віртуальних машин.

Використання ліцензійного ПЗ віртуалізації знімає обмеження на API і відкриває можливості застосування комерційного ПЗ резервного копіювання.

Рішення EMC RecoverPoint застосовується як розширення функціоналу СЗД і працює безпосередньо з її операційною системою. Сам кластер EMC RecoverPoint складається з двох нод і розміщується в віртуальній інфраструктурі VMware і взаємодіє з vCenter. Воно забезпечує локальну і віддалену реплікацію і безперервний захист даних при кожному відновленні віртуальної машини на будь-який момент часу, а також містить вбудовані засоби автоматизованого аварійного відновлення.

Для забезпечення вимог offline бекапу застосовується програмне забезпечення Dell EMC Networker, встановлене на сервер PowerEdge R730 з підключеною до нього стрічкової бібліотекою Dell PowerVault TL1000 по інтерфейсу SAS.

Для забезпечення вимог online бекапу застосовується Dell EMC PowerProtect 3300, що дозволяє консолідувати робочі навантаження резервного копіювання, архівування та відновлення після збоїв.

ПО Dell EMC Networker має модуль сполучення з EMC RecoverPoint, що забезпечує можливість збереження на стрічки снєпшот, зроблених EMC RecoverPoint.

Сукупність цих функцій дозволить надійно захистити сервіси від виходу з ладу як апаратного, так і програмного забезпечення і забезпечити безперервність бізнесу.

Як сервери вузлів кластера обрана модель Dell PowerEdge R640. Сервера Dell PE R640 призначені для побудови і функціонування віртуальної інфраструктури. До системи підключено 2 * Intel® XeonGold 6148 (20C / 40T), оперативна пам'ять — 768GB. Гіпервізор VMware ESXi завантажуються з дзеркальної Flash карти 2x 16GB microSDHC / SDXC, а всі дані, з якими працюють сервера, зберігаються на СЗД.

Сервери об'єднуються в кластер VMware для забезпечення балансування навантаження і забезпечення відмовостійкості для віртуальних машин.

Інфраструктура мережі зберігання даних (SAN) побудована на основі двох комутаторів Dell EMC Brocade 6505. Для забезпечення відмовостійкості рішення до складу проекту включений другий комутатор Dell EMC Brocade 6505.

Для цілей резервного копіювання розгортається СРК на базі сервера, що підключається до нього по інтерфейсу SAS стрічкового автозавантажувача PowerVault TL1000 з приводом LTO-8 і ПО Dell EMC Data Protection Suite for VMware. Таке рішення забезпечує централізоване резервне копіювання і відновлення до 100ТБ незжатих даних, безперервний захист даних для відновлення на певний момент часу, попереджувачий моніторинг, аналіз і можливості пошуку.

Впровадження проекту комплексного захисту мережі.

Для забезпечення безперервного функціонування автоматизованих систем і виробничих процесів підприємства, мінімізації ризиків, пов'язаних зі збільшенням випадків кібератак, спрямованих на компрометацію підприємств, і для підтримки інформаційної безпеки на належному рівні пропонується реалізація наступного програмно-апаратного комплексу:

2.1 Захист периметра мережі міжмережевими екранами Cisco FPR1120-NGFW-K9, що працюють в режимах «active / active» або «active / standby». Доступ до додаткового функціоналу міжмережєвих екранів забезпечується ліцензіями ThreatDefenseThreat, MalwareandURLLicense, які надають такі можливості:

- виявлення і запобігання вторгнень - аналіз мережевого трафіку на предмет вторгнень і експлоїтів з можливістю нейтралізації шкідливих пакетів;

- виявлення і запобігання вторгнень - аналіз мережевого трафіку на предмет вторгнень і експлоїтів з можливістю нейтралізації шкідливих пакетів;

- управління файлами - виявлення і, при необхідності, блокування вивантаження (відправки) або завантаження (отримання) файлів певних типів за певними протоколами додатків;

- фільтрацію SecurityIntelligence - можливість заносити в чорний список і превентивно забороняти вхідний і вихідний трафік для певних IP-адрес, URL-адрес і доменних імен DNS, перш ніж трафік буде підданий аналізу з допомогою правил контролю доступу. Динамічні канали дозволяють відразу ж заносити з'єднання в чорний список на основі актуальних даних. При бажанні можна використовувати параметр «тільки моніторинг» для фільтрації SecurityIntelligence.

- виявлення і блокування шкідливих програм в файлах, що передаються по мережі.

- фільтрацію URL-адрес для хостів, що відслідковуються - можливість встановлювати правила контролю доступу, які регламентують трафік, який може проходити через мережу.

2.2 Захист інфраструктури підприємства від загроз, що передаються поштою, за допомогою об'єднаних в відмовостійкий кластер двох мережевих шлюзів Cisco Email Security Appliance ESA C195 з використанням ліцензій CiscoEmail, AMP (AdvancedMalwareProtection), ThreatGrid-PremiumFileAnalysisLicense.

AdvancedMalwareProtection захищає від загроз нульового дня і цільових файлових загроз у вкладеннях електронної пошти за рахунок:

- отримання репутації відомих файлів;

- аналізу поведінки деяких файлів, ще не відомих службі репутації;

- перманентної оцінки виникаючих загроз і повідомлення про підозрілі файли, які потрапили в локальну мережу.

Також рішення дозволяє виявляти і блокувати спуфінг-атаки, часто спрямовані на керівників вищої ланки. Всі інциденти докладно записуються в спеціальному журналі.

Для централізованого, інтегрованого та оптимізованого управління подіями використовується єдиний центр FirepowerManagementCenter, що забезпечує повне, уніфіковане управління міжмережевими екранами, контролем додатками, запобіганням вторгнень, фільтрацією URL-адрес і захистом від удосконаленого шкідливого ПЗ.

У 2022 році для впровадження комплексу захисту планується закупівля обладнання та ліцензій — 3061 тис.грн, а у 2025 поновлення ліцензій — 2409 тис.грн.

Для поновлення парку робочих станцій та оргтехніки планується з 2023 по 2026 роки придбання:

- у 2023 році 200 од. робочих станцій на суму - 4781 тис.грн. оргтехніки у кількості 50 од. на суму — 896 тис.грн
- у 2024 році 200 од. робочих станцій на суму - 5025 тис.грн., оргтехніки у кількості 50 од. на суму — 1016 тис.грн, сервер - 900 тис.грн.
- у 2025 році 200 од. робочих станцій на суму - 5226 тис.грн., оргтехніки у кількості 50 од. на суму — 1127 тис.грн, сервер — 951 тис.грн.
- у 2026 році 200 од. робочих станцій на суму - 5436 тис.грн., оргтехніки у кількості 50 од. на суму — 1237 тис.грн, сервер — 1084 тис.грн.

Також планується поновлення та закупівля ліцензій наступного програмного забезпечення:

- Microsoft EA – у 2023 році — 795 тис.грн, у 2024 році — 900 тис.грн, у 2025 — 900 тис.грн, у 2026 — 900 тис.грн.
- ПЗ комплексного захисту робочих станцій ESET – з 2023 по 2026 роки на суму 50 тис.грн

У 2023 та 2024 роках планується впровадження проекту відеостіни відображення схем електромереж Херсонської та Каховської оперативно-диспетчерських груп на суму 3436 тис.грн. та 3586 тис.грн. відповідно. На 2026 рік планується оновлення мережевого обладнання компанії на суму 1216 тис.грн. та модернізація системи комплексного захисту та центру обробки даних на суму 2938 тис.грн.