Затверджую:
Голова правління
АТ “Херсонобленерго”
_____ І.М.Сафронов

План розвитку системи розподілу				
Найменування оператора системи розподілу	**АТ “Херсонобленерго”**			
П'ятирічний період	з	2020	до	2024

Висновок ОСП

Від 17.04.2020 № 01/14216

Висновок Міненерговугілля

Від 01.10.2019 № 01/29-9210
Від 13.03.2020 № 26/1.2-4.4-6638

З М І С Т

№ п/п	Назва	Сторінка
1	**Вступ**	4
2	Фактичні та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію та потужність у системі розподілу, обсяги розподілу (у т. ч. транзиту) електричної енергії мережами ОСР	10
3	Фактичні та обґрунтовані прогнозні обсяги відпуску електричної енергії виробників електричної енергії, приєднаних до системи розподілу (визначені, де необхідно, у координації з ОСП)	12
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	13
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	16
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)	20
7	Дані щодо прогнозної потужності приєднання нових електроустановок (на основі заяв про приєднання та доступної потужності в точках забезпечення потужності)	21
8	Дані щодо потужності в енерговузлах системи розподілу, ураховуючи 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	27
9	Дані щодо завантаження електричних мереж напругою 20 кВ та вище в характерні періоди їх роботи для нормальних та ремонтних режимів	82
10	Інформація (фактичні та заплановані рівні показників) щодо якості електропостачання (комерційна якість послуг, надійність (безперервність) та якість електроенергії) та заходів, направлених на її підвищення	83
11	Інформація щодо розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії та планів щодо їх встановлення	111
12	Інформація щодо запланованого виведення обладнання системи розподілу з експлуатації та оцінка впливу такого виведення	149
13	Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності	150
14	Плани в частині улаштування «інтелектуального» обліку електричної енергії	173
15	Фактичні та прогнозні витрати електроенергії в системі розподілу та заходи, направлені на їх зниження	195
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	197
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.	198
18	Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж системи розподілу	199
18.1.	Технічний стан підстанцій 35-150 кВ	201
18.2.	Технічний стан повітряних ліній 35-150 кВ	288
18.3.	Технічний стан РЗА на ПС 150-35 кВ	309
18.4.	Технічний стан повітряних ліній 0,4-6-10 кВ	582
18.5.	Технічний стан кабельних ліній 0,4-6-10-35 кВ	589
18.6.	Технічний стан ТП, РП 6/10 кВ, силових трансформаторів 6/10 кВ	598
19	Перелік об'єктів незавершеного будівництва, реконструкції та технічного переоснащення	603
20	План інвестицій за джерелами фінансування	608
21	ПЕРЕЛІК ТА ЕТАПИ ВИКОНАННЯ ЗАХОДІВ ПРСР	609
22	Пояснювальна записка заходів з реконструкції та технічного переоснащення елементів системи розподілу з обґрунтуванням та аналіз витрат та вигод (з урахуванням техніко-економічних показників)	617
22.1	Повітряні лінії 35-150 кВ	617
22.2.	Підстанції 35-150 кВ.	627
22.3	Релейний захист та автоматика	701
22.4	Модернізація засобів диспетчерського управління, телемеханіки та зв'язку	843
22.5	Повітряні лінії 0,4-6-10 кВ	944
22.6.	Трансформаторні підстанції 6/10 кВ	955
22.7.	Кабельні лінії 0,4-6-10-35 кВ	966
22.8.	Заходи зі зниження нетехнічних витрат електроенергії	974
	ДОДАТКИ:	
23	**1.** Схема електричних з'єднань мереж напругою 20 кВ та вище, яка охоплює як поточний, так і прогнозний періоди	

24	**2.** Схема нормального режиму електричної мережі напругою 20 кВ та вище	
25	**3.** Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання та величини струму короткого замикання для кожного енерговузла (елемента) електричних мереж	
26	**4.** Аналіз досліджених режимів з урахуванням існуючого та прогнозного завантаження системи розподілу	

1. ВСТУП

План розвитку ОСР сформований з урахуванням висновків та рекомендацій “Схеми розвитку розподільчих мереж ПАТ «ЕК «Херсонобленерго» на 2017-2021 р.р.” та формується з урахуванням, зокрема:

- Заходи, передбачені в Плані розвитку ДП "НЕК "Укренерго";
- обгрунтовану необхідність нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж Херсонської області, з урахуванням технічного стану та звернень замовників;
- обґрунтованих прогнозів обсягів попиту на електричну енергії 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 споживачі 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 втрат;
- 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.

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 6-110 кВ. Ряд заходів передбачає модернізацію і реконструкцію мереж з впровадженням перспективного устаткування, автоматизованих систем керування, систем релейного захисту та протиаварійної автоматики тощо.

Щодо переводу 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 ПВНДКТІ "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-Геніческа 150";

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

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

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. Геніческ.

В зв'язку з нестабільним постачанням газу споживачів м.Геніческа 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, враховуючи загальні витрати на реалізацію даного проекту (530 млн грн в цінах 2017 року) економічно-недоцільно його не реалізовувати.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА АТ "ХЕРСОНОБЛЕНЕРГО"

Акціонерне товариство «Херсонобленерго» (АТ «Херсонобленерго») є правонаступником Відкритого акціонерного товариства «Енергопостачальна компанія «Херсонобленерго», яке було засноване відповідно до Указу Президента України «Про структурну перебудову в електроенергетичному комплексі України» № 282/95 від 04.04.1995 р. і наказу Міністерства енергетики та електрифікації України № 148 від 11.08.1995 р. шляхом перетворення Державного енергопостачального підприємства «Херсонобленерго» у Державну акціонерну енергопостачальну компанію «Херсонобленерго». За рішенням Загальних зборів акціонерів від 29.12.98 р. (протокол №1) Товариство змінило своє найменування на Відкрите акціонерне товариство «Енергопостачальна компанія «Херсонобленерго».

АТ «Херсонобленерго» є юридичною особою від 22 січня 1999 року, реєстраційний № 2973.

До складу АТ «Херсонобленерго» входять дванадцять районів електричних мереж (рішенням загальних зборів акціонерів компанії, а саме протоколом від 21.01.2013 р. №70, припинено діяльність Білозерського РЕЗ і ЕМ та проведено реорганізацію Херсонських міських електричних мереж, до складу яких входить Білозерська дільниця та рішенням загальних зборів акціонерів компанії, а саме протоколом від 16.07.2013 р. №70, припинено діяльність Бериславського РЕЗ і ЕМ та проведено реорганізацію Новокаховського РЕЗ і ЕМ, до складу якого входить Бериславська дільниця, протоколом від 26.02.2015 р. № 97 прининено діяльність В.Олександрівського РЕЗ і ЕМ, Н.Воронцовського РЕЗ і ЕМ та проведено реорганізацію Високопільського РЕЗ і ЕМ):

- Великолепетиський;
- Високопільський;
- Генічеський;
- Голопристанський;
- Іванівський;
- Каховський;
- Новокаховський;
- Новотроїцький;
- Скадовський;
- Олешківський;
- Чаплинський;
- Херсонські міські електричні мережі.

На виконання вимог діючого законодавства в енергетиці України та на підставі Протоколу Наглядової ради АТ «Херсонобленерго» від 28.12.2018 р. було прийнято рішення щодо зміни найменування відокремлених структурних підрозділів з «район енергозбуту і електричних мереж» на «розподільні електричні мережі», «міжрайонне відділення енергозбуту» на «міжрайонне відділення комерційного обліку».

Державна реєстрація нового найменування відокремлених структурних підрозділів відбулася 26.02.2019 р. (Виписка з Єдиного державного реєстру юридичних осіб, фізичних осіб-підприємців та громадських формувань від 27.02.2019 р.).

Загальна площа регіону обслуговування становить 28,5 тис.км^2.

АТ «Херсонобленерго» - компанія, що здійснює передачу електроенергії електромережами споживачам на території Херсонської області.

Територія Херсонщини розташована в Причорноморській низині, у степовій зони, по обох берегах нижньої течії Дніпра. Омивається Чорним і Азовським морями, а також Сивашем.

Херсонська область розташована на півдні України. На сході вона межує із Запорізькою, на півдні по Сивашу та Перекопському перешийку — із Автономною Республікою Крим, на північному заході — з Миколаївською, на півночі — із Дніпропетровською областями України.

Чисельність наявного населення станом на 01.02.2019 р. - 1036,57 тис. осіб (за чисельністю 21 місце), або 2,5% від населення України,

у тому числі: сільське — 413,07 тис.осіб, або 39,8%

міське — 623,5 тис.осіб, або 60,2%

Електричні мережі Херсонської області складаються з п’яти класів напруги: 154, 35, 10, 6, 0.4 кВ загальною довжиною ПЛ по колам 26630,858 км.

Якісною оцінкою технічного стану ПЛ-154кВ визначено, що з 1062,653 км (загальна довжина ПЛ-154кВ по колам) у доброму стані знаходиться 926,413 км (87% від загальної довжини), потребує капремонту 136,24км (13% від загальної довжини). Якісною оцінкою технічного стану ПЛ-35кВ визначено, що з 4322,140 км (загальна довжина ПЛ-35кВ по колам) у доброму стані знаходиться 4233,8 км (97,96% від загальної довжини), потребує капремонту 87,34 км (2,04 % від загальної довжини).

Технічний стан розподільчих електромереж виконувався за «Методичними вказівками з обліку і аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20кВ з повітряними лініями електропередачі» (СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005).

Якісною оцінкою технічного стану розподільчих мереж 0,4-10 кВ визначено:

- По ТП-6-10/0,4 кВ з 4443 шт. у доброму стані знаходиться 2798 шт. (64,83% від загальної кількості), потребує капремонту 920 шт. (21,3% від загальної кількості), потребує реконструкції 546 шт. (12,65% від загальної кількості), потребує повної заміни 52 шт. (1,22% від загальної кількості).

- По РП-6-10/0,4кВ з 36 шт. у доброму стані знаходиться 30 шт. (83,33% від загальної кількості), потребує капремонту 2 шт. (5,56% від загальної кількості), потребує реконструкції 2 шт. (5,56% від загальної кількості).

- По ПЛ-6,10 кВ з 9093,096 км (загальна довжина ПЛ-6,10 кВ по колам) у доброму стані знаходиться 5712,84 км (62,82 % від загальної довжини), потребує капремонту 2597,8075 км (28,5% від загальної довжини), потребує реконструкції та заміни 197,439 км (2,17% від загальної довжини), розкрадено(демонтовано) 585,009 км.

- По ПЛ-0,4 кВ з 11021,189 км (загальна довжина ПЛ-0,4 кВ по колам) у доброму стані знаходиться 6667,3175 км (63,96% від загальної довжини), потребує капремонту 3457,918 км (33,2% від загальної довжини), потребує реконструкції

250,2155 км (2,40% від загальної довжини), потребує повної заміни 49,197 км (0,44% від загальної довжини), розкрадено(демонтовано) 596,541км

- По КЛ-35 кВ з 35,905 км (загальна довжина КЛ-35 кВ по трасі) у доброму стані знаходиться 32,505 км (90,5 % від загальної довжини), потребує капремонту 3,4 км (9,5% від загальної довжини).

- По КЛ-6 кВ з 362,114 км (загальна довжина КЛ-6 кВ по трасі) у доброму стані знаходиться 168,123 км (46,43 % від загальної довжини), потребує капремонту 8,260 км (2,28 % від загальної довжини), потребує реконструкції 10,458 км (2,88 % від загальної довжини), потребує повної заміни 175,273 км (48,41 % від загальної кількості).

- По КЛ-10 кВ з 252,578 км (загальна довжина КЛ-10 кВ по трасі) у доброму стані знаходиться 145,302 км (57,53 % від загальної довжини), потребує капремонту 32,770км (12,974% від загальної довжини), потребує реконструкції 6,455 км (2,55% від загальної довжини), потребує повної заміни 68,051 км (26,943% від загальної кількості).

- По КЛ-0,4 кВ з 481,138 км (загальна довжина КЛ-0,4 кВ по трасі) у доброму стані знаходиться 244,913 км (50,90% від загальної довжини), потребує капремонту 9,080 км (1,89% від загальної довжини), потребує реконструкції 2,72 км (0,57% від загальної довжини), потребує повної заміни 223, 505 км (46,45% від загальної кількості).

Характеристика забезпечення електроенергією споживачів окремих галузей народного господарства і груп, їх питома вага в порівнянні з минулим роком.

Споживання електроенергії - 2807,66 млн.кВт.г.

в т.ч. власні потреби - 11,1 млн.кВт.г.

Транспорт в мережі - 393,585 млн.кВт.г.

Відпуск електроенергії споживачам - 2403,0 млн.кВт.г.

в т.ч. вироблено блокстанціями - 0 млн.кВт.г.

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

№ з/п	Найменування	Фактичні дані по роках /млн.кВт*г/				Прогнозовані дані по роках /млн.кВт*г/				
		2016	2017	2018	2019 (очік.)	2020	2021	2022	2023	2024
1	**Споживання електроенергії (брутто)**	2678,1	2751,2	2807	2810	2818	2832	2846	2860	2874
	(+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в %	0,15%	2,65%	1,99%	0,11%	0,28%	0,49%	0,49%	0,49%	0,49%
1.1	**Споживання електроенергії (нетто)**	2242,9	2340,9	2373,8	2386,7	2393,8	2408,2	2422,7	2438	2456,8
	(+)Збільш./(-)зменш. від попер. року в %	-0,35%	4.19%	1,39%	0,54%	0,30%	0,60%	0,60%	0,63%	0,77%
	у тому числі:									
1.1.1	Промисловість	266,9	263,4	255,8	266,7	267	269	270	271	273
1.1.2	Сільгоспспоживачі	386	510,6	540	545,5	550	553	557,5	565	575
1.1.3	Транспорт	23,1	23,6	24	24,5	24,9	25,4	25,5	25,7	26
1.1.4	Будівництво	8,1	7,6	6,7	6,8	7	7,2	7,3	7,5	7,6
1.1.5	Комунально-побутові споживачі	406,3	408,3	401,3	407,4	407,6	408,5	409,3	409,8	410,9
1.1.6	Інші непромислові споживачі	87,4	96,3	96,6	97,1	97,3	100,1	103,1	104	104,3
1.1.7	Населення	1065,1	1031,1	1049,4	1038,7	1040	1045	1050	1055	1060
1.2	**Витрати електроенергії на власні потреби ОСР**	11,084	11,088	11,087	11,05	10,9	10,7	10,5	10,3	10,1
1.3	**Витрати електроенергії на її транспортування в мережах ОСР**	424,16	399,18	390,27	412,25	413,3	413,1	412,8	411,7	407,1
	у відсотках до надходження електроенергії в мережу	15,84%	14,51%	13,90%	14,67%	14,67%	14,59%	14,50%	14,40%	14,16%

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)				
	2016 р.	2017 р.	2018 р.	2019 р. (очік.)	2020 р.	2021 р.	2022 р.	2023 р.	2024 р.
Максимальна електрична потужність	525	541	541	543	545	548	551	554	556
Мінімальна електрична потужність	118	102	103	103	103	104	104	105	106
(+)Збільш./ (-)зменш. від попер. року в %	1,5%	3%	0%	0,37%	0,37%	0,55%	0,55%	0,54%	0,36%

Перспективний щорічний обсяг попиту на електричну енергію та на споживання максимальної електричної потужності на рівні 0,3-0,55% 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

№ з/п	Генеруючі потужності, приєднані до мереж АТ “ХОЕ”	Одиниця виміру	Фактичні дані по роках			Прогнозні дані по роках					
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	ТЕЦ	тис.МВт*г	70,648	67,895	70,398	70,4	70,4	70,4	70,4	70,4	70,4
2	ГЕС	тис.МВт*г	1042,13	1146,94	1375,83	1400	1400	1400	1400	1400	1400
3	ВДЕ, з них:	тис.МВт*г	143,899	188,849	447,877	937,981	1683,7	1689,2	1695,2	1701,4	1740,9
3.1	вітрові	тис.МВт*г	114,092	116,306	259,237	607,594	1063,1	1063,1	1063,1	1063,1	1063,1
3.2	сонячні	тис.МВт*г	29,807	68,182	176,846	315,735	546,632	552,1	558,17	564,3	603,8
3.3	малі гідро	тис.МВт*г	0	0,81	0,660	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700
3.4	біомаса та інш.	тис.МВт*г	0	4,28	11,134	13,952	73,25	73,25	73,25	73,25	73,25
	Разом	тис.МВт*г	1256,68	1403,68	1894,1	2408,38	3154,1	3159,6	3165,6	3171,8	3211,3
	(+)Збільш./ (-)зменш. від попер. року	%		11,7%	34,9%	27,2%	30,96%	0,19%	0,19%	0,19%	1,25%

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

№ з/п	Генеруючі потужності, приєднані до мереж АТ “ХОЕ”	Одиниця виміру	Фактичні дані по роках			Прогнозні дані по роках					
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	ТЕЦ	МВт	94	94	94	94	94	94	94	94	94
2	ГЕС	МВт	330	330	330	330	330	330	330	330	330
3	ВДЕ, з них:	МВт	67,6	103,24	283,18	544,24	961,21	968,21	975,21	982,21	1028,11
3.1	вітрові	МВт	34,80	34,80	74,8	173,4	303,4	303,4	303,4	303,4	303,4
3.2	сонячні	МВт	32,80	64,84	204,78	366,43	636,4	643,40	650,40	657,40	703,30
3.3	малі гідро	МВт	-	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
3.4	біомаса та інш.	МВт	-	3,20	3,20	4,01	21,01	21,01	21,01	21,01	21,01
	Разом	МВт	491,60	527,24	707,18	968,24	1385,21	1392,21	1399,21	1406,2	1450,11
	(+)Збільш./ (-)зменш. від попер. року	%		7,25%	34,13%	36,92%	43,066%	0,5%	0,5%	0,5%	3,26%

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 операторів системи передач (РДЦ Південного регіону, Дніпровського РДЦ) та до мереж інших операторів системи розподілу (АТ “Миколаївобленерго”, ПАТ “Укрзалізниця”, ПрАТ “Запоріжжяобленерго”, АТ “Дніпрообленерго”) зазначений в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1

Заплановані та прогнозні рівні потужності в кожній існуючий точці приєднання мереж АТ "Херсонобленерго" до мереж системи передачі та до мереж інших операторів системи розполілу 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)					
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 330 кВ «Херсонська» (РДЦ Південного регіону)	ПЛ-150 кВ ХНПЗ-1	57,50	57,67	57,96	58,25	58,54	58,83	59,13
2		ПЛ-150 кВ ХНПЗ-2	61,25	61,43	61,74	62,05	62,36	62,67	62,99
3	ПС 330 кВ «Каховська» (РДЦ Південного регіону)	ПЛ-150 Л-65 Каховська ГЕС 1	50,00	50,15	50,40	50,65	50,91	51,16	51,42
4		ПЛ-150 Л-67 Каховська ГЕС 2	54,00	54,16	54,43	54,70	54,98	55,25	55,53
5		ПЛ-150 кВ ГНС-1	75,75	75,98	76,36	76,74	77,12	77,51	77,90
6		ПЛ-150 кВ ГНС-2	11,25	11,28	11,34	11,40	11,45	11,51	11,57
7		ПЛ-150 кВ Виноградово	34,50	34,60	34,78	34,95	35,13	35,30	35,48
8		ПЛ-150 кВ Цюрупинська	32,25	32,35	32,51	32,67	32,83	33,00	33,16
9		ПЛ-150 кВ Дудчино	63,75	63,94	64,26	64,58	64,91	65,23	65,56
10		ПЛ-35 кВ Берислав	3,25	3,26	3,28	3,29	3,31	3,33	3,34
11		ПЛ-35 кВ Токарівка	7,50	7,52	7,56	7,60	7,64	7,67	7,71
12		ЛЕП-35 кВ ЕМЗ-1	9,00	9,03	9,07	9,12	9,16	9,21	9,25
13		ЛЕП-35 кВ ЕМЗ-2	0,00	2	2,01	2,02	2,03	2,04	2,05
14		ПЛ-35 кВ Щорса-1	9,50	9,53	9,58	9,62	9,67	9,72	9,77
15		ПЛ-35 кВ Щорса-2	42,25	42,38	42,59	42,80	43,02	43,23	43,45
16		ПЛ-35 кВ Таврійська	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,26	0,26
17		ПЛ-35 кВ Коробки	37,50	37,61	37,80	37,99	38,18	38,37	38,56
18		ПЛ-35 кВ Чорнянка	3,50	3,51	3,53	3,55	3,56	3,58	3,60
19		КЛ-6 кВ Ф.601	1,11	1,11	1,12	1,12	1,13	1,14	1,14
20		КЛ-6 кВ Ф.602	0,80	0,80	0,81	0,81	0,81	0,82	0,82
21		КЛ-6 кВ Ф.603	0,91	0,91	0,91	0,92	0,92	0,93	0,93
22		КЛ-6 кВ Ф.604	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
23		КЛ-6 кВ Ф.605	0,56	0,56	0,57	0,57	0,57	0,58	0,58
24		КЛ-6 кВ Ф.606	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,42	0,42

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
25	ПС 330 кВ «Каховська» (РДЦ Південного регіону)	КЛ-6 кВ Ф.607	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
26		КЛ-6 кВ Ф.621	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
27		КЛ-6 кВ Ф.622	2,19	2,19	2,21	2,22	2,23	2,24	2,25
28		КЛ-6 кВ Ф.623	0,91	0,91	0,91	0,92	0,92	0,93	0,93
29		КЛ-6 кВ Ф.624	2,53	2,54	2,55	2,56	2,58	2,59	2,60
30		КЛ-6 кВ Ф.625	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96
31		КЛ-6 кВ Ф.626	0,80	0,80	0,81	0,81	0,81	0,82	0,82
32		КЛ-6 кВ Ф.627	0,80	0,80	0,81	0,81	0,81	0,82	0,82
33		КЛ-6 кВ Ф.628	0,89	0,89	0,90	0,90	0,91	0,91	0,92
34		КЛ-6 кВ Ф.629	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
35		КЛ-6 кВ Ф.630	1,13	1,13	1,13	1,14	1,15	1,15	1,16
36		КЛ-6 кВ Ф.631	1,13	1,13	1,13	1,14	1,15	1,15	1,16
37	ПС 150 кВ «Нова»	ПЛ-150 кВ Каховська 330 — Титан (РДЦ Південного регіону)	20,25	20,31	20,41	20,51	20,62	20,72	20,82
38	Каховська ГЕС	ПЛ-150 кВ Микільська (Л-66)	16,00	16,05	16,13	16,21	16,29	16,37	16,45
39	ПС 150 кВ "Бериславська"	ПЛ-150 кВ «Каховська ГЕС- Нафтопровід 1» (Л-68) (Дн РДЦ)	4,25	4,26	4,28	4,31	4,33	4,35	4,37
40		ПЛ-150 кВ «Каховська ГЕС- Нафтопровід 2» (Л-69) (Дн РДЦ)	5,00	5,02	5,04	5,07	5,09	5,12	5,14
41	ПС 150 кВ "П.Покровська"	ПЛ-150 кВ Жовтнева (НОЕ)	21,00	21,06	21,17	21,27	21,38	21,49	21,59
42	ПС 35 кВ "Калуга" (НОЕ)	ПЛ-35 кВ Б.Криниця	2,12	2,13	2,14	2,15	2,16	2,17	2,18
43	ПС 35 кВ "Тамаріно" (НОЕ)	ПЛ-35 кВ Вишнева	0,82	0,82	0,82	0,83	0,83	0,83	0,84
44		ПЛ-35 кВ Калінінська	0,70	0,70	0,71	0,71	0,71	0,72	0,72
45	ПС 35 кВ "Калинінська"	ПЛ-35 кВ Мічурино (НОЕ)	2,61	2,62	2,63	2,64	2,66	2,67	2,68
46	ПС 35 кВ "Кочубеївка"	ПЛ-35 кВ ІнГОК - Володимирівка (ДнЕМ — НОЕ)	0,32	0,32	0,32	0,32	0,33	0,33	0,33
47	ПС 150 кВ «Партизани тягова» (Придніпровська залізниця)	ПЛ-150 кВ Л-Н-4 «Новотроїцька»	2,27	2,27	2,28	2,30	2,31	2,32	2,33
48		ПЛ-35 кВ Ф–31 «Партизани с/х»	0,60	0,60	0,60	0,61	0,61	0,61	0,61
49		ПЛ-35 кВ Ф–32 «Генічеськ»	3,70	3,71	3,73	3,75	3,77	3,79	3,81
50		ПЛ-35 кВ Ф–33 «Приазовська»	0,28	0,28	0,28	0,28	0,29	0,29	0,29
51	ПС 35 кВ «Сокологірне тягова» (Придніпровська залізниця)	ПЛ-35 кВ ф.32 «Новогригорівка»	0,50	0,50	0,50	0,51	0,51	0,51	0,51
52	ПС 35 кВ «Салькове тягова» (Придніпровська залізниця)	ПЛ-35 кВ ф.32 «Салькове-Чонгар с/х»	2,70	2,71	2,72	2,74	2,75	2,76	2,78
53		ЛЕП-10 кВ СХ-11	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
54	ПС 35 кВ «Чонгар тягова» (Придніпровська залізниця)	ПЛ-10 кВ ФР-14	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
55		ПЛ-10 кВ ФР-12	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
56	ПС 35 кВ «Гюнівка» (ЗОЕ)	ПЛ-35 кВ В.Рогачик (Л-355А)	1,47	1,47	1,48	1,49	1,50	1,50	15,1
57	ПС 35 кВ «Знам`янка» (ЗОЕ)	ПЛ-35 кВ Ушкалка	6,75	6,77	6,80	6,84	6,87	6,91	6,94

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	12,10	12,14	12,20	12,26	12,32	12,38	12,44
60	ПС 150 кВ «Трифонівка»	ПЛ-150 кВ Кр.ТЕС 1 (Дн РДЦ)	6,80	6,82	6,85	6,89	6,92	6,96	6,99
61		ПЛ-150 кВ Кр.ТЕС 2 (Дн РДЦ)	6,80	6,82	6,85	6,89	6,92	6,96	6,99
62	ПС 150 кВ «Апостолівська» (ДТЕК Дніпровські ЕМ)	ПЛ-35 кВ Високопілля	1,05	1,05	1,06	1,06	1,07	1,07	1,08
63	ПС 150 кВ «Мар'янська» (ДТЕК Дніпровські ЕМ)	ПЛ-35 кВ Н.Воронцовська (Л-393)	1,30	1,30	1,31	1,32	1,32	1,33	1,34
64	ПС 35 кВ «Мар'янська-35» (ДТЕК Дніпровські ЕМ)	ПЛ-35 кВ Н.Воронцовська (Л-399а)	3,34	3,35	3,37	3,38	3,40	3,42	3,43

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 2020 по 2024 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. ПС-150/35/10кВ "Дудчино". Реконструкція РЗА з встановленням на ПЛ-150 кВ захистів ДФЗ та комплектів ВЧ — обробки.

У відповідності до листа РДЦ Південного регіону від 30.11.18. № 01-3/47264, на ПС-330кВ “Н.Каховская” виконано реконструкцію обладнання приєднань 150кВ з встановленням мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, включно з пристроями диференційно - фазних захистів (ДФЗ) по всіх ПЛ-150кВ, що живляться від ПС-330кВ “Н.Каховская”. Повний комплект ДФЗ включає 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. З боку ПС-330кВ “Н.Каховская” такі напівкомплекти ДФЗ в даний час вже змонтовані і підготовлені до роботи, але їх неможливо ввести в роботу через відсутність аналогічної апаратури з боку підстанцій 150кВ АТ “Херсонобленерго”.

Для забезпечення вводу в роботу основних захистів ДФЗ по транзиту 150кВ “ПС-330 Каховська” - “Дудчино” - “Новотроицкая”, АТ «Херсонобленерго» замовило і отримало два проекти:

«ПС 150/35/10 кВ «Дудчино»». Реконструкція РЗА з встановленням на ПЛ-150 кВ захистів ДФЗ та комплектів ВЧ-обробки», та

«ПС 150/35/10 кВ «Новотроицкая»». Реконструкція РЗА з встановленням на ПЛ-150 кВ «Дудчино» захисту ДФЗ та комплекту ВЧ-обробки».

У виконання вимог листа РДЦ Південного регіону від 30.11.18. № 01-3/47264 в заходи з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання АТ «Херсонобленерго», викладених в цій Програмі, на 2020 рік включено реалізацію виконання робіт згідно вказаних проектів - встановлення напівкомплектів ДФЗ на ПС-150кВ «Дудчино» по ПЛ-150кВ «Каховская-330» та ПЛ-150кВ «Новотроицкая», і реконструкція РЗА «ПС 150/35/10 кВ «Новотроицкая»». з встановленням на ПЛ-150 кВ «Дудчино» захисту ДФЗ та комплекту ВЧ-обробки».

Заплановані витрати коштів для «ПС 150/35/10 кВ «Дудчино»» на 2020 рік 2 750 тис.грн.

Заплановані витрати коштів для «ПС 150/35/10 кВ «Новотроицкая»» на 2020 рік 1 850 тис.грн.

2. 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 2020 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 2022 рік - виконання робіт з монтажу і налагодження ДФЗ за цим проектом.

3. 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-330 — 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-330 — 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 2018 році розпочато реалізацію проекту ТОВ НТПЦ “Київенергомережпроект” “Реконструкція ПС-150/35/10 кВ “Виноградовская” згідно Інвестиційної програми Товариства 2018 року. В склад проекту входить реконструкція пристроїв РЗА мережі 150 кВ з встановленням резервних захистів, та основних захистів ДФЗ ПЛ-150 кВ “Каховская-330” та ПЛ-150 кВ “Чулаковская” типу Діамант L031 в комплекті з ВЧ - каналами в обох лініях. Повне закінчення робіт за даним проектом заплановано у 2019 році.

3.2. На ПС-150 кВ “Чулаковская” ТОВ «ПРОЕНЕРДЖІ» виконує 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 Енерджі”. 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 2019 році.

3.3. На ПС-150 кВ “Цюрупинская” на 2019 рік заплановано розробку ПКД на встановлення основних захистів ПЛ-150 кВ “Чулаковская” та ПЛ-150 кВ “Каховская-330” в комплекті з ВЧ - каналами в обох лініях.

На ПС-150кВ «Цюрупинская» заплановано встановити два напівкомплекти, які включають в себе наступну апаратуру:

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

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання АТ «Херсонобленерго», викладених в цій Програмі, та у виконання вимог листа Дніпровської ЕС від 10.11.2009. №30-Пр8-09/4237, заплановано на 2020 рік виконання монтажно-налагоджувальних робіт за проектом “Реконструкція РЗА з встановленням на ПЛ-150кВ захистів ДФЗ з комплектами ВЧ — обробки, та резервних захистів”.

Заплановані витрати коштів на 2020 рік 2 750 тис.грн.

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/оцінна вартість БМР, тис.грн	Рік виготовлення ПВР	Рік виконання БМР
1	**ПС-150/35/10 кВ «Дудчино».**			
1.1	Реконструкція РЗА ПС-150/35/10 “Дудчино” з встановленням на ПЛ-150 кВ захистів ДФЗ та комплектів ВЧ-обробки	2750	2015	2020
2	**«ПС 150/35/10 кВ «Новотроицкая»**			
2.1	Реконструкція РЗА ПС 150/35/10 кВ «Новотроицкая». з встановленням на ПЛ-150"Дудчино" захисту ДФЗ та комплектів ВЧ-обробки»	1850	2015	2020
2.2	«ПС 150/35/10 кВ «Новотроицкая». Реконструкція РЗА з встановленням на ПЛ-150 "Партизаны захисту ДФЗ та комплектів ВЧ-обробки»	1850	2020	2022
3	**ПС-150/35/10кВ "Цюрупинская".**			
3.1	Реконструкція РЗА ПС-150/35/10кВ "Цюрупинская" з встановленням на ПЛ-150 захистів ДФЗ з комплектами ВЧ-обробки.	2750	2019	2020

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)

№ 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/Мікро ГЕС)	Встановлена потужність по виданим ТУ, МВт	Рік введення в експлуатацію	Потужність, яка буде введена в експлуатацію
1.	Побутові абоненти по 0,4кВ					СЕС	10	4 квартал 2020	10
2	ТОВ " ДНІПРО-БУЗЬКА ВІТРОВА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ"	Білозерський р-н., за межами с. Олександрівка	РП-150кВ пристанційного вузла ВЕС, в місці приєднання ЛЕП-150кВ, що проектуються 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	4 квартал 2021	110
3	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
4	Побутові абоненти по 0,4кВ					СЕС	7	4 квартал 2021	7
5	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	4 квартал 2022	20
6	ТОВ "АРС ЕНЕРЖІ"	Новотроїцький р-н., за межами населеного пункту смт. Новотроїцьке	ЛЕП-10кВ до додаткво встановленої комірки 10кВ на I 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	4 квартал 2022	5,7
7	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	4 квартал 2022	20
8	ТОВ "ЗЕЛЕНГОСП-ХЕРСОН"	м. Херсон, смт Комишани, вул. Широка (Червоноармійська), буд. 1-з	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	4 квартал 2024	19,98
9	ТОВ "СТАР ПІВДЕНЬ ЕНЕРГО"	в районі с. Червоний Перекоп, Каховського р-ну.	на виходах проводів з натяжних затискачів портальних відтяжних гірлянд ізоляторів I та II секцій шин РП-35 кВ СЕС. ПС 150/35/10 "Дудчино"	ПС 150/35/10 "Дудчино"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	20	4 квартал 2022	20
10	ВК «Цементник»	м.Херсон	РП-35кВ ПС ХНПЗ	ПС 150/35/6 "ХНПЗ"	ПС Херсонська 330	ТЕС	17	4 квартал 2022	17
11	Побутові абоненти по 0,4кВ					СЕС	7	2022	7
12	Побутові абоненти по 0,4кВ					СЕС	7	2023	7
13	Побутові абоненти по 0,4кВ					СЕС	7	2024	7
	УСЬОГО						253,68		253,68

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

№ 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	2014	2015	2016	2017	2018	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	ПС 150/35/10 Бериславская	48,5	9/8,500	0,505	-	0	0	0,100	0	7,680	-
2	ПС 150/35/10 Виноградово	77,6	28,340/30,650	0,272	-	0,0004	0,003	0,004	0	19,500	-
3	ПС 150/35/10 ГНС КОС	170,72	8,510/45,4	0	-	0	0,021	0,046	0,003	0,063	-
4	ПС 150/35/6 ГНС СОС	24,25	0,220/15,6	0	-	0	0	0	0	0	-
5	ПС 150/35/10 Дудчино	77,6	7,440/46,21	0,600	-	0	0	1,280	1,920	1,060	-
6	ПС 150/35/6 Карантинная	77,6	33/15	1,224	-	0	0	0	0	0	-
7	ПС 150/35/6 Комбайновая	122,22	0/2,200	0	-	0	0	0	0	0	-
8	ПС 150/10/10 Коммунальная	62,08	12,27/8,75	7,958	-	0,026	0,117	0,115	0,572	0,426	-
9	ПС 150/35/10 Н.Алексеевка	48,5	12,130/19,45	0,523	-	0,002	0,013	0,039	0,007	0,022	-
10	ПС 150/35/10 Н.Тимофеевка	77,6	5,350/29,29	0	-	0	0	0	0	0	-
11	ПС 150/35/10 Н.Троицкая	63,05	11,410/24,67	1,139	-	0,012	0,091	0,119	0,219	1,848	-
12	ПС 150/35/6 Никольская	31,04	5,750/6,11	0	-	0,005	0	0,047	0,020	0	-
13	ПС 150/35/10 Нова	24,25	8/17,56	0	-	0	0	0	0	0	-
14	ПС 150/35/10 П.Покровская	77,6	21,67/18,37	0,081	-	0	0	0	0	0	-
15	ПС 150/35/10 Промбаза	48,5	18,54/15,06	1,794	-	0	0,010	0,034	0,893	0,069	-
16	ПС 150/35/10 Промышленная	122,22	15,64/21,95	1,822	-	0,005	0,001	0,002	0,023	0,037	-
17	ПС 150/35/10 Рубановка	48,5	12,774/11,8	0,110	-	0	0	0,013	0,011	27,514	-
18	ПС 150/35/10 Трифоновка	38,8	6,27/6,881	0,033	-	0	0	0	9,990	0	-
19	ПС 150/35/6 ХНПЗ	116,4	19,75/15,2	16,143	-	0,005	0,020	0,024	0	0	-
20	ПС 150/35/10 Цюрупинская	99,91	26,3/21,47	0,836	-	0,020	0,010	0	0,015	31,000	-
21	ПС 150/35/10 Чулаковская	48,5	13/17,53	0,123	-	0	0	0	0	0	-
22	В.Лепетихская 35/10	12,222	3,97/2,9	1,532	-	0,183	0,240	0,187	0,490	0,455	-
23	М.Лепетихская 35/10	8,536	0,34/0,48	0,085	-	0	0,046	0,212	5,115	0,038	-
24	Миколаївка 35/10	6,111	0,25/0,25	0,104	-	0	0,005	0,009	5,118	0,031	-
25	В.Рогачинская 35/10	7,76	1,56/1,39	0,152	-	0	0	0,053	0,072	0,108	-
26	Ушкалка 35/10	4,171	0,45/0,41	0,014	-	0	0	0	0	0,004	-
27	Первомаевка 35/10	2,425	0,47/0,41	0,100	-	0,017	0	0,014	0,036	0,039	-
28	Самойловка 35/10	2,425	0,16/0,12	0,022	-	0,014	0	0,004	0,004	0,029	-
29	Н.Воронцовская 35/10	7,76	0,55/0,700	0,233	-	0,005	0,174	0,008	0,077	0,065	-
30	Погранична 35/10	3,88	0,34/0,300	0,195	-	0,009	0,024	0,020	0,037	0,003	-
31	Хрещеновская 35/10	2,425	0,41/0,100	0,010	-	0	0	0	0	0	-
32	Осокорівська 35/10	2,425	0,47/0,200	0,021	-	0,008	0,006	0,004	0	0	-
33	Пионер 35/10	4,85	0,22/0,300	0,002	-	0,001	0,015	0	0,008	0	-

34	З.Балка 35/10 Т-1	2,425	0/0,100	0	-	0	0	0	0	0	-
35	З.Балка 35/6 Т-3 (зрош.)	3,88	0,25/0,800	0	-	0	0	0	0	0	-
36	Биляевская 35/10	4,85	0,7/0,200	0,005	-	0	0	0	0	0	-
37	Янтарна 35/10	2,425	0,39/0,600	0,003	-	0	0	0,013	0	0	-
38	Светличная 35/10	1,552	0,39/0,200	0,032	-	0	0	0	0	0	-
39	Гавриловская 35/10	2,425	0,36/0,400	0,002	-	0	0,006	0,003	0	0,050	-
40	Воскресеновская 35/10	2,425	0,19/0,300	0,044	-	0	0	0	0	0	-
41	Червонофлотская 35/10	2,425	0,19/0,100	0	-	0	0	0	0	0	-
42	Новодмитровская 35/10	2,425	0,47/0,450	0,092	-	0	0,002	0,010	0,008	0,005	-
43	Б.Криницкая 35/10	6,305	0,58/0,380	0,053	-	0,003	0,012	0,006	0,004	0,005	-
44	Калининская 35/10	4,85	0,81/0,480	0,116	-	0,003	0	0,007	0,001	0,002	-
45	В.Александровская 35/10	7,76	2,58/1,800	0,564	-	0	0,028	0,138	0,192	0,216	-
46	Н.Кубанская 35/10	3,492	0,36/0,190	0,035	-	0,008	0,003	0,006	0	0,021	-
47	Борозенская 35/10	4,85	0,56/0,580	0,069	-	0,005	0,020	0,002	0,005	0,004	-
48	Колос 35/10	1,552	0,08/0,050	0,007	-	0	0	0,003	0	0	-
49	Д.Брод 35/10	0	0/0	0	-	0,003	0	0	0	0	-
50	Вишневая 35/10	1,552	0,27/0,130	0,005	-	0	0	0,010	0,002	0,013	-
51	Високопольская 35/10	4,85	1,56/0,700	0,000	-	0	0,043	0,044	0,043	0,171	-
52	Архангельская 35/10	3,104	0,78/0,630	0,231	-	0,010	0,010	0,043	0,038	0,068	-
53	Вознесенівська 35/10	2,425	0,2/0,140	0,068	-	0	0	0	0	0	-
54	Кочубеевка 35/10	2,425	0,47/0,250	0,120	-	0	0,038	0	0,025	0,041	-
55	Геническая 35/10 (тр-р 1Т)	9,7	5,16/3,440	3,580	-	0,218	0,446	0,590	0,656	1,024	-
56	Геническая 35/10 (тр-р 2Т)	9,7	3,75/3	0	-	0	0	0	0	0	-
57	Петровская 35/10	2,425	0,86/0,470	0,451	-	0,003	0,094	0,036	0,034	0,022	-
58	Партизаны 35/10	3,88	0,9/0,720	0,180	-	0,003	0,054	0,063	0,049	0,039	-
59	Н.Григорьевка 35/10	3,977	0,7/0,560	0,074	-	0,010	0,003	0,003	0,019	0,033	-
60	Чонгар 35/10	4,85	0,7/0,520	5,577	-	0	0	0,129	0	0	-
61	Приазовская 35/10	6,305	1/0,860	0,357	-	0	0,015	0,030	0,038	0,097	-
62	Викторовка 35/10	2,425	0,55/0,360	0,064	-	0,016	0,0415	0,01	0,0267	0,0174	-
63	Озеряне 35/10	2,425	0,05/0,050	0	-	0	0	0	0,0075	0	-
64	Генгорка 35/10	7,76	0,58/1,750	2,926	-	0,3499	0,022	0,4155	0,8107	0,912	-
65	Стрелковое 35/10	9,991	0,95/2,020	3,257	-	0,3279	0,0934	0,6546	0,2884	0,3315	-
66	Щасливцево 35/10	9,7	1,4/3,000	5,839	-	0,4549	0,3315	0,7993	1,5062	1,0064	-
67	Голопристанская 35/10	25,22	4,94/4,660	4,247	-	0	0	0	0	0	-
68	Н.Збур'евка 35/10	2,425	1,33/1,390	0,726	-	0,0124	0,0377	0,0893	0,05694	0,1324	-
69	Кардашинка 35/10	3,88	0,53/0,560	0,055	-	0,016	0,01	0,0074	0,028	0,056	-
70	Гладковка 35/10	2,425	1,11/1,140	0,072	-	0,0288	0,0899	0,0947	0,0582	0,17193	-
71	Геройское 35/10	2,425	0,55/0,610	0,044	-	0	0,0234	0,013	0,003	0	-
72	Долматовка 35/10	6,305	1,44/1,410	0,108	-	0,003	0,0379	0,0528	0,0744	0,0548	-
73	М.Копани 35/10	2,425	0,59/0,770	0,279	-	0,0249	0	0,062	0,0168	0,1394	-
74	Сов.Азербайджан 35/10	2,425	0,77/0,920	0,017	-	0	0,0164	0,0174	0,016	0,017	-
75	Коминтерн 35/10	9,312	1,02/0,910	0,037	-	0,049	0,0814	0,05	0	0,0717	-
76	В.Дружина 35/10	2,425	0,83/0,750	0,180	-	0,002	0,1131	0,0542	0,0454	0,04	-

77	Бехтеры 35/10	4,85	1,63/1,780	0,024	-	0,066	0,030	0,099	0,128	0,123	-
78	Ж.Порт 35/10	19,4	2,08/6,310	4,933	-	0,3492	0,8604	0,9683	1,5261	0,8112	-
79	Памятное 35/10	2,425	0,39/0,390	0,050	-	0	0	0,0614	0	0	-
80	Б.Остров 35/10	3,88	1,36/1,640	2,281	-	0,015	0,0356	0,0358	0,905	0,1482	-
81	Большевик 35/10	3,88	0,52/1,080	1,296	-	0,1342	0,1559	0,1285	0,1769	0,1422	-
82	Ивановка 35/10	6,305	2,05/1,720	0,323	-	0,016	0,0309	0,1906	0,103	0,1845	-
83	Благодатная 35/10	4,85	0,81/0,800	0,119	-	0	0,05	0	0,0161	0,0889	-
84	Дружбовка 35/10	3,88	0,55/0,420	0,987	-	0	0	0,041	0,0145	0,02	-
85	Фрунзе 35/10	3,88	0,63/0,310	0,175	-	0	0,0334	0,035	0,0329	0,0315	-
86	Н.Серогозы 35/10	6,305	1,81/1,410	0,073	-	0,005	0,0209	0,074	0,196	0,0994	-
87	Трофимовка 35/10	2,425	0,34/0,220	0,049	-	0	0	0	0	0	-
88	Першопокровка 35/10	4,85	0,8/0,770	0,166	-	0	0	0	0	0	-
89	Вербы 35/10	3,977	0,800	0,096	-	0	0,02	0,0854	0,0795	0,068	-
90	Степная 35/10	3,977	0,8/0,520	0,251	-	0	0	0,0275	0,0275	0,049	-
91	КХП 35/10	2,425	0,17/0,100	0	-	0	0	0	0	0,0145	-
92	Каховкская 35/6	24,25	7,09/5,090	3,343	-	0	0	0	0	0	-
93	Каховкская 35/10	12,222	2,07/1,030	0	-	0	0	0	0	0	-
94	Коробки 35/10 1Т	2,425	0,37/0,46	0,175	-	0,455	0	0	0,005	0,0899	-
95	Коробки 35/10 2Т	0,97	0,2/0,25	0,049	-	0	0	0	0	0	-
96	Кр.Перекоп 35/10	3,977	0,66/0,59	0,411	-	0,012	0,0145	0,0506	0,0254	0,0284	-
97	Тавричанка 35/10	4,85	0,55/0,55	0,753	-	0	0,009	0	0,0155	0,015	-
98	Чернянка 35/10	7,76	0,63/0,730	0,104	-	0	0,0084	0,015	0,012	0,0078	-
99	Ретранслятор 35/10	6,111	0,44/0,700	0,352	-	0,0184	0,0068	0,0749	0,005	0,001	-
100	ПС 35/10 «НС-5МК»	2,425	0,19/0,14	0	-	0	0,005	0	0,0034	0	-
101	Заозерная 35/10	2,425	0,16/0,080	0,010	-	0	0	0,016	0,01	0	-
102	НС-6 по Р-1-1 35/10	1,552	0,16/0,130	0	-	0,06	0	0	0	0,0016	-
103	ПС 35/10 «НС-3МК»	1,746	0,08/0,08	0	-	0	0	0	0	0	-
104	Р.Люксембург 35/10	2,425	0,23/0,160	0,050	-	0	0	0	0,0237	0,001	-
105	Краса Херсонщини 35/10	3,88	0,63/0,63	0,443	-	0	0	0,001	0	0,003	-
106	Каменка 35/10	2,425	0,52/0,720	0,615	-	0	0,009	0,0098	0,015	0,034	-
107	Любимовка 35/10 1Т	3,88	1,27/0,940	2,089	-	0,01	0,076	0,2065	0,037	0,0908	-
108	Любимовка 35/10 2Т	3,88	0,19/0,440	0	-	0	0	0	0	0	-
109	Чорноморовка 35/10	2,425	0,75/0,940	0,652	-	0	0	0	0	0	-
110	Богдановка 35/10	2,425	0,3/0,200	0,364	-	0	0	0,0028	0,0131	0,0139	-
111	Горностаевка 35/10	6,305	2,22/1,590	0,451	-	0,0538	0,0438	0,0534	0,0187	0,1787	-
112	Каири 35/10	2,425	0,75/0,450	0,277	-	0,0124	0,0234	0,018	0,08	0,1083	-
113	Ольгино 35/10	2,425	0,33/0,220	0,044	-	0	0	0	0	0,02	-
114	Б.Благовещенка 35/10	4,171	0,31/0,520	0,152	-	0,0164	0,006	1	0,0728	0	-
115	Константиновка 35/10	4,85	0,75/0,780	0,175	-	0,002	0,04	0,1878	0,2553	0,0252	-
116	Качкаровская 35/10	2,425	0,63/0,580	0,131	-	0	0	0	0,0218	0,023	-
117	Софиевка 35/6 (зрош.)	3,88	0/0,7	0	-	0	0	0	0	0	-
118	Космос 35/6 (зрош.)	7,76	0/0,8	0	-	0	0	0	0	0	-
119	Н.Каирская 35/10	0,97	0,31/0,31	0	-	0	0,0074	0	0,0095	0	-

120	Сухановская 35/10 (зрош.)	1,552	0,06/0,06	0,011	-	0,006	0	0	0	0	-
121	Н.Райская 35/10	4,85	0,72/0,72	1,327	-	0	0,0139	0,0386	0,0154	0,0184	-
122	Заря 35/10	10,864	3,28/2,270	1,133	-	0,004	0,0325	0,0783	0,1034	0,0816	-
123	Високовская 35/10	6,305	0,41/0,280	0,039	-	0	0,008	0,006	0	0,011	-
124	Змеевка 35/10	4,85	0,56/0,700	0,230	-	0,0638	0,0513	0,0571	0,0538	0,0859	-
125	Львівська 35/10/6	4,85	0,63/0,470	0,305	-	0,0164	0,01	0,0222	0,001	0,024	-
126	Тягинская 35/10	1,552	0,42/0,420	0,012	-	0	0	0,016	0,0075	0,085	-
127	Раковская 35/10	2,425	0,19/0,190	0,005	-	0,005	0	0	0	0,004	-
128	Кировская 35/10	4,85	0,19/1,300	0,090	-	0	0	0,0118	0,0008	0,008	-
129	Козацкая 35/10	4,85	1,75/2,060	0,464	-	0,029	0,0452	0,0125	0,0191	0,166	-
130	Кр.Маяк 35/10	2,425	0,38/0,360	0,970	-	0,0155	0	0,025	0,013	0	-
131	Костирка 35/10	1,746	0,17/0,170	0,006	-	0	0	0	0	0,002	-
132	Зареченская 35/10	2,425	0,55/0,450	0,148	-	0	0,007	0,002	0,0044	0	-
133	Порт 35/10	12,222	2,13/1,390	0,288	-	0,023	0,023	0,033	0,0234	5,1779	-
134	Днепряни 35/10	2,425	0,95/1,81	0,029	-	0,016	0,065	0,025	0,015	0,005	-
135	Щорса 35/10 1Т	15,52	2,09/1,28	7,168	-	0	0	0	0,0145	0	-
136	Щорса 35/10/6 2Т,3Т	19,4	6,61/3,1	0	-	0,447	0,019	0,2498	0,59342	0,1365	-
137	Основа 35/10	12,222	3,05/2,95	0,879	-	0,022	0,018	0,559	0,0641	0,0741	-
138	Таврийская 35/10	5,432	0,11/0,11	0,050	-	0	0	0	0,4	0	-
139	Громовка 35/10	6,305	1,17/1,22	0,102	-	0	0,011	0,0086	0,043	0,0307	-
140	Васильевка 35/10	2,425	0,2/0,19	0	-	0	0	0	0,0026	0	-
141	Н.Михайловка 35/10	2,425	0,42/0,44	0,179	-	0	0	0	0	0	-
142	Отрадовка 35/10	1,552	0,52/0,56	0,072	-	0	0,0164	0,0026	0,0104	0,0192	-
143	Подовое 35/10	4,85	0,52/0,42	0,497	-	0	0	0,0538	0,0112	0,0225	-
144	Попелак 35/10	2,425	0,28/0,31	0,344	-	0	0,01	0,0044	0	0	-
145	Сиваши 35/10	6,305	0,86/1,02	0,015	-	0	0,0216	0,0106	0,005	0,0158	-
146	Федоровка 35/10	4,85	0,39/0,55	0,118	-	0	0	0	0	0,0074	-
147	Чкалово 35/10	6,305	0,86/0,67	0,092	-	0	0	0,00355	0,0064	0,02	-
148	Скадовская 35/10	19,4	5,45/6,02	3,368	-	0,1369	0,2536	0,5198	0,3926	0,47404	-
149	Приморская 35/10	6,305	0,52/0,48	0,110	-	0	0,015	0,017	0,006	0,042	-
150	Грушевка 35/10	3,977	0,36/0,23	0,027	-	0	0,018	0,001	0	0,01	-
151	Таврия 35/10	6,305	0,34/0,36	0,005	-	0,003	0,006	0,0044	0	0	-
152	Н.Николаевка 35/10	6,305	0,55/0,63	0,146	-	0	0,0492	0,015	0,065	0,0534	-
153	Красная 35/10	7,76	0,7/0,67	0,590	-	0,013	0,1586	0,03835	0,0384	0,113	-
154	Н.Росийская 35/10	4,85	0,39/0,25	0,135	-	0,005	0,0088	0,005	0,0415	0,0567	-
155	Молодежная 35/10	9,991	1,31/2,34	4,806	-	0,0801	0,4703	0,2802	0,2858	0,6969	-
156	Михайловка 35/10	2,425	0,36/0,41	0,147	-	0,0424	0,039	0,0402	0,015	0,0318	-
157	Птаховка 35/10	2,425	0,56/0,55	0,028	-	0	0	0	0	0	-
158	Береговая 35/10	4,85	0,33/0,36	0,001	-	0,149	0,033	0	0	0	-
159	Морская 35/10	6,305	0,02/0,03	0	-	0	0	0	0	0	-
160	Широкая 35/10	2,425	0,58/0,7	0,065	-	0,018	0,003	0,029	0	0,0318	-
161	Лесна 35/10	9,991	3,59/3,13	1,979	-	0	0	0	0	0	-
162	Б.Копани 35/10	6,305	2,03/1,55	1,345	-	0,015	0,048	0,4024	0,0473	0,1698	-

163	Подокалиновка 35/10	1,552	0,39/0,39	0,156	-	0	0,01	0	0,0806	0,085	-
164	Тарасовка 35/10	3,395	0,81/0,55	0,245	-	0	0,006	0,0074	0,02	0,0674	-
165	Брилевка 35/10	7,76	1,09/0,77	0,188	-	0,004	0,0229	0,051	0	0	-
166	Н.Маячка 35/10	7,76	1,83/2,41	0,464	-	0	0,011	0,007	0,0059	0,253	-
167	Ст.Маячка 35/10	2,425	0,7/0,86	0,015	-	0,006	0,01	0,011	0,06	0,004	-
168	Костогризово 35/10	3,104	0,39/0,41	0,111	-	0,006	0	0	0,037	0,012	-
169	К.Лагеря 35/10	4,85	1,27/1,34	0,277	-	0,018	0,0342	0,0308	0,1981	0,0872	-
170	Раденская 35/10	2,425	1,02/1,02	1,953	-	0,1434	0,187	0,053	0,0761	0,2374	-
171	Чаплинка 35/10	15,423	3,13/2,2	2,129	-	0,025	0,1324	0,2664	0,11	0,1359	-
172	Григорьевка 35/10	4,85	1,02/0,72	0,283	-	0	0,0027	0,0011	0,002	0,0306	-
173	Аскания Нова 35/10	7,76	1,23/0,81	0,584	-	0,0332	0	0	0,0065	0,028	-
174	К.Володимировка 35/10	7,76	0,63/1	0,974	-	0,0074	0,016	0,0062	0,0073	0,7542	-
175	Шевченко 35/10	1,746	0,5/0,28	0,265	-	0	0	0,003	0,1296	0,005	-
176	Балтазаровка 35/10	2,425	0,45/0,27	0,016	-	0	0	0,0076	0,0043	0,007	-
177	Крестовка 35/10	2,425	0,67/0,7	0,379	-	0,005	0,0361	0,003	0	5,1185	-
178	Хлебодаровка 35/10	2,425	0,6/0,4	0,000	-	0	0,012	0	0	0	-
179	Строгановка 35/10	2,425	0,48/0,31	0,019	-	0	0,021	0,0168	0	0,0025	-
180	Маркеево 35/10	1,552	0,08/0,05	0	-	0	0	0	0	0	-
181	Каланчак 35/10	12,222	2,47/2,45	1,254	-	0,0963	0,0325	0,089	0,0835	0,0381	-
182	Приволье 35/10	2,425	0,88/0,88	0,325	-	0	0,02	0,025	0,0605	0,205	-
183	Ключевая 35/10	2,425	0,59/0,48	1,705	-	0	0	0,004	0,0125	0,009	-
184	Н.Киевка 35/10	1,746	0,27/0,28	0,154	-	0	0	0	0	0	-
185	Кр.Чабан 35/10	2,425	0,39/0,3	0,897	-	0	0,046	0	0,012	0	-
186	Мирная 35/10	7,857	0,55/0,34	0,787	-	0,016	0,03	0,003	0,01	0,008	-
187	Комсомольская 35/6 1Т	15,52	9,63/3,63	8,755	-	0,2652	0,409	0,5202	0,94058	1,91825	-
188	Комсомольская 35/6 2Т	15,52	5,13/4,6	0	-	0	0	0	0	0	-
189	Бетонверфь 35/6 1Т	6,111	0,51/0,3	0,005	-	0	0,0074	0	0	0	-
190	Бетонверфь 35/6 2Т	6,111	0,59/0,22	0	-	0	0	0	0	0	-
191	Киндийская 35/6	19,4	6,04/3,33	1,373	-	0,2562	0,6812	0,458	0,344	0,8037	-
192	Консервная 35/6 1Т	7,275	2,16/2,3	3,027	-	0,037	0,1498	0,23415	0,1928	0,2564	-
193	Консервная 35/6 2Т	9,7	0,65/0	1,474	-	0	0	0	0	0	-
194	Оч.Сооружения 35/6 1Т	9,7	1,24/2	0,970	-	0,1582	0,1931	0,1957	0,4366	5,7251	-
195	Оч.Сооружения 35/6 2Т	9,7	2,44/0,87	0,356	-	0	0	0	0	0	-
196	Текстилная 35/6 1Т	15,52	9,35/6,63	3,748	-	0,222	0,206	0,2484	0,26175	0,2938	-
197	Текстилная 35/6 2Т	15,52	9,82/4,96	0	-	0	0	0	0	0	-
198	Дзержинская 35/6 1Т	15,52	2,15/3,05	3,250	-	0,0642	0,1814	0,24402	0,31228	0,324	-
199	Дзержинская 35/6 2Т	15,52	1,46/0,7	0	-	0	0	0	0	0	-
200	Заводская 35/6 1Т	15,52	2,5/3,05	1,221	-	0,0556	0,1021	0,1745	0,2399	0,54435	-
201	Заводская 35/6 2Т	15,52	1,75/0,66	0	-	0	0	0	0	0	-
202	Строительная 35/6 1Т	7,275	1,55/1,15	0,903	-	0,022	0,08193	0,07036	0,0888	0,2424	-
203	Строительная 35/6 2Т	6,111	1,4/1,87	0,266	-	0	0	0	0	0	-
204	Днепровская 35/6 1Т	15,52	5,14/2,49	10,341	-	0,089	0,2919	0,2388	0,3031	0,96937	-
205	Днепровская 35/6 2Т	15,52	5,19/1,96	0	-	0	0	0	0	0	-

206	Кошевая 35/6 1Т	6,111	3,45/2,92	1,257	-	0,0901	0,1917	0,7344	0,74535	0,6343	-
207	Кошевая 35/6 2Т	6,111	2,72/2,36	1,262	-	0	0	0	0	0	-
208	Островная 35/6 1Т	9,7	2,85/2,2	0	-	0	0,0002	0,0015	0	0,0365	-
209	Островная 35/6 2Т	9,7	0,44/0,1	0	-	0	0	0	0	0	-
210	Северная 35/10 1Т	9,7	2,34/3,13	0,407	-	0	0	0	0	0	-
211	Северная 35/10 2Т	15,52	4,88/3,48	1,984	-	0	0	0	0	0	-
212	ТОК 35/10 1Т	3,88	0/0,02	0	-	0	0	0	0	0	-
213	ТОК 35/10 2Т	3,88	0,5/0,23	0,342	-	0	0	0	0	0	-
214	Солнечная 35/10	2,425	0,16/0,23	0,200	-	0,0024	0	0	0,02	0,007	-
215	Сухарная 35/10 1Т	9,7	5/2,5	1,629	-	0,0014	0,0734	0,4265	0,0844	0,5686	-
216	Сухарная 35/10 2Т	9,7	2,03/1,3	0	-	0	0	0	0	0	-
217	Камышанская 35/10 1Т	3,88	0/0	0	-	0,077	0,207	0,024	0,0734	0,105	-
218	Камышанская 35/10 2Т	3,88	0,91/0,44	0,981	-	0	0	0	0	0	-
219	МИС 35/10 1Т	3,88	0,4/0,3	3,280	-	0	0	0	0	0	-
220	МИС 35/10 2Т	3,88	1,6/1,2	1,903	-	0	0	0	0	0	-
221	Антоновская 35/10 1Т	0,97	0,09/0,31	0,170	-	0,027	0,0204	0,0735	0,1204	0,0652	-
222	Антоновская 35/6 2Т	3,88	1,1/0,62	0	-	0	0	0	0	0	-
223	Билозерская 35/10	13,58	2,48/1,33	0,682	-	0,0321	0,1038	0,1483	9,1448	0,445	-
224	Прогресс 35/10	2,425	0,52/0,22	0,007	-	0,0004	0,0232	0,015	0,042	0,007	-
225	Ш.Балка 35/10 1Т	2,425	0/0,67	0,338	-	0,005	0,0168	0,0225	0,0464	0,0252	-
226	Ш.Балка 35/10 2Т	2,425	0,95/0	0	-	0	0	0	0	0	-
227	Советская 35/10 1Т	2,425	0,1/0,06	0,231	-	0,017	0	0,0174	0,003	9,2035	-
228	Советская 35/10 2Т	2,425	0,4/0,24	0	-	0	0	0	0	0	-
229	Чернобаевка 35/10	7,76	2,08/1,88	0,927	-	0,161	0,6169	0,1327	0,2258	0,3774	-
230	Дарьевская 35/10 1Т	3,88	1,32/0,85	0,509	-	0,0144	0,055	0,1092	0,0433	0,0296	-
231	Дарьевская 35/10 2Т	2,91	0,88/0,56	0	-	0	0	0	0	0	-
232	Станислав 35/10	6,111	0,94/0,63	0,466	-	0,0214	0,008	0,045	0,1915	0,1304	-
233	Александровка 35/10	2,425	0,47/0,2	0,205	-	0	0	0,0116	0,0115	0,02	-
234	Токаревка 35/10	6,305	0,97/0,66	0,186	-	0,0046	0,048	0,108	0,0753	0,1036	-
235	Ингулецкая 35/10	3,88	0,56/0,39	0,121	-	0	0,01	0	0,01	0,008	-
236	Восточная 35/10	12,222	0,23/2,83	2,178	-	0	0,001	0,0074	0,006	0,0654	-
237	Киселевка 35/10	2,425	0,98/0,45	0,092	-	0	0,0158	0,01	0,0532	15,0414	-
238	Правдино 35/10	2,425	0,55/0,36	0,038	-	0	0,0054	0,01	0,007	0	-
239	Торговая 35/10	3,88	2,11/1,13	0,450	-	0,0334	0,1958	0,2164	0,5978	0,1526	-
240	Г.Велетень 35/10 1Т	2,425	0,65/0,56	1,277	-	0,0452	0,061	0,0621	0,0878	0,0848	-
241	Г.Велетень 35/10 2Т	2,425	0,63/0,54	0,048	-	0	0	0	0	0	-
242	Садове 35/10	2,425	0,52/0,47	0,237	-	0	0,028	0,052	0,132	0,2154	-
243	Батумская 35/10	2,425	0,88/0,73	0,889	-	0,005	0,1144	0,0318	0,0268	0,2479	-
244	Музиковская 35/10	2,425	0,66/0,5	1,373	-	0,0168	0,0684	0	0,085	0,1175	-

8. Дані щодо потужності в енерговузлах системи розподілу, ураховуючи 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. 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. Існуючи навантаження підстанцій напругою 35, 150 кВ прийняті згідно режимних вимірів зими, літа та вимірів періоду міжсезоння 2018 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 1-6).

Прогнозована генеруюча потужність на період до 2024 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 2024 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 2024 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) у 2018, 2019, 2020 роках і в перспективі до 2024 року надані НЕК “Укренерго”.

Для прогнозного періоду (до 2024 року) існуючої електричної мережі 20 кВ та вище АТ “Херсонобленерго” з елементами мережі (обладнання підстанцій, лінії електропередач з недостатнім перетином), які стануть “вузькими місцями” — відсутні, що перевірено розрахунками (Додаток 4 Схеми 7-108).

Перелік об’єктів відновлювальних джерел енергії, які приєднані до електричних мереж ОСР (АТ «Херсонобленерго») та працюють в ОЕС України

Таблиця 8.1

№ З/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 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 комірки до І С.Ш.-35кВ ПС-35кВ «Н.Російська».	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 “Григорівка-Строганівка”	ПС 150/35/10 "Нова"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	ВЕС, СЕС	8 у т.ч. І черга 3 (ВЕС), ІІ черга 5 (СЕС)	2012	3
3	ТОВ "Соларенерго"	Скадовський р-н., в районі с. Лазурне та с. Більшовик	І, ІІ черга будівництва: на відгалуджувальних затискачах, встановлених на лінійних проводах на оп. №6 відпайки від ПЛ-35 кВ «З.Порт-Молодіжна» на ПС-35/0,4 кВ «Геолог». ІІІ черга будівництва: на відгалуджувальних затискачах, встановлених на лінійних проводах переобладнаної в двоколову ПЛ-35 кВ «З.Порт-Молодіжна». Номер опори визначити проектом.	ПС 150/35/10 "Чулаківка" ф.35-Бехтери-1	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	27 В роботі І черга 9МВт	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 комірки в РУ-10кВ ПС-35/10кВ «НС-5-МК»	ПС 150/35/10 "ГНС-КЗС" 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 комірки 35 кВ на І секції шин ВРП-35 кВ ПС-35/10 кВ «Берегова».	ПС 150/35/10 "Виноградово" 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 комірки 35 кВ на ІІ секції шин ВРП-35 кВ ПС-35/10 кВ «Червоний 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 комірки в РП-10кВ ПС-35/10кВ "Мирна" на межі земельної ділянки Замовника.	ПС 150/35/10 "Нова"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	2,3	2015	2,3
8	ТОВ "Атлас Енерджі"	Високопільський р-н., смт. Високопілля, на території Високопільської сільської ради	в місці приєднання ЛЕП-10 кВ до додатково встановлених в/в комірок 10 кВ на І та ІІ секціях шин РП-10кВ ПС-35/10кВ «Високопільська»	(ДнепрОЕ).		СЕС	5	2015 2016	1 4
9	ТОВ "Велиген Солар"	Геніческий р-н., за межами населеного пункту селища Новоолексіївка, на території Новоолексіївської селищної ради	на наконечниках кабельної лінії 10кВ в додатково встановленій комірці 10 кВ на І секції шин РП-10кВ ПС-150/35/10 кВ «Н.Олексіївка».	ПС-150/35/10 кВ «Н.Олексіївка»	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	6	2016	6
10	ТОВ "Велитон Солар"	Геніческий 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 ІІ секції шин РП-10кВ ПС-150/35/10 кВ «Н.Олексіївка».	ПС-150/35/10 кВ «Н.Олексіївка»	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	2,5	2016	2,5
11	ТОВ "С.Енерджі-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 І секції шин РП-10кВ ПС-150/35/10кВ «Промбаза».	ПС-150/35/10кВ «Промбаза»	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	7	2016	7

	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12	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-10кВ ф.1302 ПС-35/10кВ "В.Олександрівська" до межі земельної ділянки замовника	ПС 150/35/10 "Трифонівка"	Криворізька ТЕС	МініГЕС	0.4	2017	0,4
13	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 "Білозерка".	ПС 150/35/10 "П.Покрівська" ф.35-Радянський	Від мереж Миколаївобленерго (ПС 150кВ Жовтнева)	СЕС	9	2017	9
14	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 "Миколаївка"	ПС-150/35/10кВ "Рубанівка"	від Запорізьких електричних мереж (ПС 150кВ Б.Білозерка)	СЕС	5,1	2017	5,1
15	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
16	ТОВ "ДДТ ЕНЕРДЖІ"	Херсонська обл., Каховський р-н., с. Коробки, вул. Виробнича, 11а	на вихідних клемах комутаційного апарату (реклоузера), що проектується на опорі № 45 ПЛ-10кВ Л-123 ПС-35/10кВ "Коробки"	ПС 150/35/10 "ГНС-КЗС" ф.35-Зрошення-1	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	0,55	2017	0,55
17	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 "Трифонівка".	ПС 150/35/10 "Трифоновская"	Криворізька ТЕС	СЕС	9,99	2017	9,99
18	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 "Східна". Друге живлення: в місці приєднання ЛЕП-10кВ до додатково встановленої комірки на II с.ш.- 10кВ ПС-35/10кВ "Східна".	ПС 150/35/10 "П.Покрівська" ф.35-Киселівка	Від мереж Миколаївобленерго (ПС 150кВ Жовтнева)	Біо ЕС	3,2	2017	3,2
19	Побутові абоненти по 0,4кВ					СЕС	2,3	2017	2,3
20	ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ "ВІНДКРАФТ ТАВРІЯ"	Херсонська обл., Новотроїцький р-н., с/рада Сивашівська	на виходах проводів з натяжних затискачів портальних відтяжних гірлянд ізоляторів РП-150кВ ПС-150/35/10кВ "Н.Троїцьк" у бік ПЛ-150кВ, що проектується від додатково встановленої комірки на РП-150кВ ПС-150/35/10кВ "Н.Троїцьк"	ПС-150/35/10кВ "Новотроицкая"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	ВЕС	69,3	2018	69,3
21	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 "Трифонівка"	ПС 150/35/10 "Трифонівка"	Криворізька ТЕС	СЕС	0,4	2018	0,4
22	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 проектуються 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	7	2018	7
23	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
24	ТОВ "НИВА ЕНЕРГО"	Херсонська обл., Великолепетиський 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 IIс.ш. РП-10кВ ПС-150/35/10кВ "Рубанівка"	ПС-150/35/10кВ "Рубанівка"	від Запорізьких електричних мереж (ПС 150кВ Б.Білозерка)	СЕС	16,5	2018	16,5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
25	ТВ «МВ Альянс»	Чаплинський р-н., с. Долинське, вул. Центральна (60 років Жовтня), буд. 1"А" та буд. 1-б, та вул. Каховська, буд. 15	І-ІІ черги: на вихідних клемах комутаційного апарата (роз'єднувача) встановленого на опорі №81 ПЛ-10кВ Л-802 ПС-35/10кВ "Хрестівка" на межі земельної ділянки замовника, 10кВ. ІІІ черги: на вихідних клемах комутаційного апарата (роз'єднувача) встановленого на кінцевій опорі ділянки ЛЕП-10кВ, що проектується від РП-10кВ ПС-35/10кВ "Хрестівка"	ПС 150/35/10 "Дудчино" ф.35-Р-2	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	5,1	2018	2
26	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 проектуються, до РП-10кВ ПС-150/35/10кВ "Бериславська"	ПС-150/35/10кВ "Бериславська"	Каховська ГЕС	СЕС	7,68	2018	7,68
27	ТОВ "ЕНЕРДЖИ ПРО"	Білозерський р-н., на території Миролюбівської сільської ради	для СЕС: в місці приєднання ЛЕП-35кВ, що проектується, до додатково встановленої комірки в РП-35кВ ПС-35/10 кВ "Радянська", для власних потреб: на вихідних клемах комутаційного апарату (роз`єднувача) встановленого на опорі №2 ПЛ-10кВ Л-532 ПС-35/10 кВ "Радянська".	ПС 150/35/10 "П.Покрівська" ф.35-Правдино	Від мереж Миколаївобленерго (ПС 150кВ Жовтнева)	СЕС	9	2018	9
28	ТОВ "ЕНЕРДЖИ ПРО"	Білозерський р-н, на території Киселівської сільської ради	для СЕС: в місці приєднання ЛЕП-35кВ, що проектується, до додатково встановленої комірки в РП-35кВ ПС-35/10 кВ "Киселівка"; для власних потреб: на вихідних клемах комутаційного апарату (роз`єднувача) встановленого на опорі №19 ПЛ-10кВ Л- 611 ПС-35/10 кВ "Киселівка"	ПС 150/35/10 "П.Покрівська"	Від мереж Миколаївобленерго (ПС 150кВ Жовтнева)	СЕС	15	2018	15
29	ТОВ "РЕНДЖИ ТРОСТЯНЕЦЬ"	м. Херсон, на території Комишанської селищної ради (кадастровий номер: 6510166400:06:001:0310)	для І та ІІ черги: в місці приєднання ЛЕП-10кВ, що проектується, до додатково встановленої комірки в РП-10кВ ПС-35/10 кВ "Камишани"; 10кВ.	ПС 150/35/6 "ХНПЗ"	ПС 330 Херсонська	СЕС	5,1	2019	5,1
30	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 комірки в РП-6кВ ПС-35/6кВ "Оч.Споруди", для власних потреб: на вихідних клемах комутаційного апарату (роз`єднувача) встановленого на опорі №22 Л-3121 ПС-35/6кВ "Оч.Споруди"	ПС 150/35/6 "ХНПЗ"	ПС 330 Херсонська	СЕС	5,1	2019	5,1
31	ТОВ "ПРАЙМВУД"	Олешківський р-н., на території Костогризівської с/р (за межами населених пунктів)	в місці приєднання ЛЕП-35кВ "Костогризово – СЕС", що проектується, до РП-35кВ ПС-35/10 кВ "Костогризово"	ПС 150/35/10 "Чулаківка"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	15	2018	15
32	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 комірки в РП-10кВ ПС 150/35/10кВ "Бериславська"	ПС 150/35/10кВ "Бериславська"	Каховська ГЕС	СЕС	7,86	2018	7,86
33	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 ІІс.ш. РП-35кВ ПС 150/35/10кВ "Рубанівка".	ПС 150/35/10кВ "Рубанівка"	від Запорізьких електричних мереж (ПС 150кВ Б.Білозерка)	СЕС	11	2018	11
34	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 ІІс.ш. ЗРП-10кВ ПС 150/35/10кВ "Цюрупинська"	ПС 150/35/10кВ "Цюрупинська"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	14	2018	14
35	ТОВ "НИВА СОЛАР"	Олешківський р-н, на території Олешківськівської 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 ІІс.ш. ЗРП-10кВ ПС 150/35/10кВ "Цюрупинська"	ПС 150/35/10кВ "Цюрупинська"	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	17	2018	17
36	Побутові абоненти по 0,4кВ					СЕС	6,3	2018	6,3

1		3	4	5	6	7	8	9	10
37	ТОВ "ВІНДКРАФТ ТАВРІЯ"	Херсонська обл., Новотроїцький р-н., с/рада Сивашівська	на виходах проводів з натяжних затискачів портальних відтяжних гірлянд ізоляторів РП-150 кВ ПС-150/35/10кВ “Новотроицкая” у бік ПЛ-150кВ, що проектується від додатково встановленої комірки на РП-150кВ ПС-150/35/10кВ “Новотроицкая”	ПС-150/35/10кВ “Новотроицкая”	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	ВЕС	69,3	2019	69,3
38	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	2019	5,1
39	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 проектуються 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	2019	9,8
40	ТОВ "ВІНДКРАФТ УКРАЇНА"	Херсонська обл., Новотроїцький р-н.	на виходах проводів з натяжних затискачів портальних 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.Троицкая»	ПС-150/35/10 кВ «Н.Троицкая»	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	ВЕС	69,3	2019	15
41	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
42	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 проектуються 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
43	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 І с.ш. ПС-35/10 кВ "Орловская" ; для власних потреб: на вихідних клемах комутаційного апарата (роз’єднувача) встановленог на опорі №72 ПЛ-10кВ Л-582 П	ПС 150/35/6 "Никольская"	ПС Херсонська 330	СЕС	15	2 квартал 2019	15
44	ТОВ "Грінвей Енерджі"	Генічеський р-н., с. Малинівка, територія Рівненської сільської ради	на наконечниках лінії живлення в місці приєднання до додатково встановленої комірки 10 кВ на І с.ш. РП-10кВ ПС-35/10 кВ «Викторовка».	ПС 150/35/10 "Сокологорное" (ПриднЖД)		СЕС	2,5	2 квартал 2019	2,5
45	ТОВ "ОЛЕШКІВСЬКА СЕС"	Херсонська обл., Олешківський р-н., Виноградівська сільська рада (кадастровий номер 6525081000:02:001:0422)	І-ІV черги будівництва: на наконечниках кабелів живлення в місці приєднання двох КЛ-10кВ, що проектується від І та ІІ 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

1		3	4	5	6	7	8	9	10
46	ТОВ "Совелектра"	Олешківський р-н., в межах Костогризівської сільської ради (кадастровий номер 6525082000:03:001:0067)	в місці приєднання ЛЕП-35кВ "Костогрызово – СЕС", що проектується, до РП-35кВ ПС-35/10 кВ "Костогризово"; 35кВ	ПС-150/35/10кВ “Виноградово”	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	5,1	2 квартал 2019	5,1
47	ТОВ "ФРІ ЕНЕРДЖІ"	Каланчацький р-н., с/рада Привільська	в місці приєднання ЛЕП-10кВ до додатково встановленої комірки 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
48	ТОВ "САН ВОЛЬТ"	Каховський р-н, смт. Любимівка, Любимівської сельщної ради	для ФЕС: в місці приєднання ЛЕП-35кВ, що проектуються, до І та ІІ с.ш. РП-35кВ ПС-35/10кВ "Любимовка". Для власних потреб: на вихідних клемах комутаційного апарата (роз’єднувача) на опорі №14 ПЛ-10кВ Л-252 ПС-35/10кВ “Любимовка”.	ПС 150/35/10 ГНС-КОС	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	9	2 квартал 2019	9
49	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
50	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
51	ТОВ "Підстепне сонце"	Олешківський р-н, с. Підстепне	в місці приєднання двох ЛЕП-35кВ до РП-35кВ СЕС, що проектуються	ПС-150/35/10кВ “Цюрупинская”	ПС 330/150/35/6 "Каховська"	СЕС	7,5	2 квартал 2019	7,5
52	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
53	ТОВ “СЕС ВИНОГРАДОВО”	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 ІІс.ш. РП-10кВ ПС-35/10кВ “Аскания 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
54	ТОВ "Фабрика Солар"	м. Херсон, вул. Залаегерсег, 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
55	ТОВ "СЕС ВИНОГРАДОВО"	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 комірки на Іс.ш. РП-10кВ ПС-150/35/10кВ “Нова”. Для власних потреб: на вхідних клемах ввідно-розподільчого 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
		ВСЬОГО:							512,22

Таблиця 8.2 — Фактичні навантаження ПС 150-35 кВ АТ «Херсонобленерго» станом на 2018 р.

№ за/п.	Назва ПС 150 кВ	ввід	S вст., МВА	Літо 20.06.2018р.								Зима 19.12.2018р.								Міжсезоння 16.09.2018р.							
				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**
1	ПС 150/35/10 Бериславська		50,0	7,7	4,62	8,98	18,0	8,5	5,1	9,91	19,8	9	5,4	10,5	21,0	9	5,4	10,5	21,0	4,66	2,80	5,44	10,9	5,18	3,1	6,0	12,1
	ПС 150/35/10 Бериславська	35 1Т		1,7	1,02	1,98		2,1	1,26	2,45		1	0,6	1,2		1,05	0,63	1,2		0,68	0,41	0,80		0,76	0,5	0,9	
	ПС 150/35/10 Бериславська	10 1Т		1,6	0,96	1,87		1,7	1,02	1,98		0	0	0,0		0	0	0,0		0,68	0,41	0,79		0,75	0,5	0,9	
	ПС 150/35/10 Бериславська	35 2Т		4,4	2,64	5,13		4,7	2,82	5,48		4,8	2,88	5,6		5,65	3,39	6,6		3,15	1,89	3,67		3,5	2,1	4,1	
	ПС 150/35/10 Бериславська	10 2Т		0	0	0,00		0	0	0,00		3,2	1,92	3,7		2,3	1,38	2,7		0,15	0,09	0,18		0,17	0,1	0,2	
2	ПС 150/35/10 Виноградово		80,0	27,37	16,422	31,92	39,9	30,65	18,39	35,74	44,7	24,3	14,58	28,3	35,4	28,34	17,00	33,0	41,3	27,37	16,42	31,92	39,9	23,47	14,1	27,4	34,2
	ПС 150/35/10 Виноградово	35 1Т		10,3	6,18	12,01		11,2	6,72	13,06		11,4	6,84	13,3		13,4	8,0	15,6		10,30	6,18	12,01		7	4,2	8,2	
	ПС 150/35/10 Виноградово	10 1Т		1,17	0,702	1,36		1,25	0,75	1,46		0,8	0,48	0,9		0,94	0,56	1,1		1,17	0,70	1,36		0	0,0	0,0	
	ПС 150/35/10 Виноградово	35 2Т		15,9	9,54	18,54		18,2	10,92	21,22		12,1	7,26	14,1		14	8,4	16,3		15,90	9,54	18,54		15,9	9,5	18,5	
	ПС 150/35/10 Виноградово	10 2Т		0	0	0,00		0	0	0,00		0	0	0,0		0	0	0,0		0,00	0,00	0,00		0,57	0,3	0,7	
3	ПС 150/35/10 ГНС КЗС		176,0	38,54	23,124	44,94	25,5	45,4	27,24	52,95	30,1	8,4	5,04	9,8	5,6	8,51	5,11	9,9	5,6	8,53	5,12	9,95	5,7	9,48	5,7	11,1	6,3
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	35 1Т		5,46	3,276	6,37		11,7	7,02	13,64		2,46	1,476	2,9		2,46	1,48	2,9		3,45	2,07	4,02		3,83	2,3	4,5	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 1Т		0	0	0,00		0	0	0,00		0	0	0,0		0	0	0,0		0,00	0,00	0,00		0	0,0	0,0	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 2Т		0	0	0,00		0	0	0,00		0,08	0,048	0,1		0,08	0,048	0,1		0,98	0,59	1,14		1,09	0,7	1,3	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 3Т		20,78	12,468	24,23		30,4	18,24	35,45		3,13	1,878	3,7		2,97	1,78	3,5		1,40	0,84	1,64		1,56	0,9	1,8	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	35 4Т		12,3	7,38	14,34		3,3	1,98	3,85		2,73	1,638	3,2		3	1,8	3,5		2,70	1,62	3,15		3	1,8	3,5	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 4Т		0	0	0,00		0	0	0,00		0	0	0,0		0	0	0,0		0,00	0,00	0,00		0	0,0	0,0	
4	ПС 150/35/6 ГНС СЗС		25,0	17,66	10,596	20,59	82,4	15,6	9,36	18,19	72,8	0,22	0,132	0,3	1,0	0,22	0,132	0,3	1,0	0,78	0,47	0,91	3,7	0,87	0,5	1,0	4,1
	ПС 150/35/6 ГНС СЗС	35 2Т		13,66	8,196	15,93		12,6	7,56	14,69		0,22	0,132	0,3		0,22	0,132	0,3		0,78	0,47	0,91		0,87	0,5	1,0	
	ПС 150/35/6 ГНС СЗС	6 2Т		4	2,4	4,66		3	1,8	3,50		0	0	0,0		0	0	0,0		0,00	0,00	0,00		0	0,0	0,0	
5	ПС 150/35/10 Дудчино		80,0	44,11	26,466	51,44	64,3	46,21	27,726	53,89	67,4	6,48	3,888	7,6	9,4	7,44	4,464	8,7	10,8	8,46	5,08	9,87	12,3	9,4	5,82	11,1	13,8
	ПС 150/35/10 Дудчино	35 1Т		21,86	13,116	25,49		22,95	13,77	26,76		2,7	1,62	3,1		3,1	1,86	3,6		3,80	2,28	4,43		3,8	2,28	4,4	
	ПС 150/35/10 Дудчино	10 1Т		0,3	0,18	0,35		0,25	0,15	0,29		0,2	0,12	0,2		0,24	0,144	0,3		0,08	0,05	0,09		0,09	0,054	0,1	
	ПС 150/35/10 Дудчино	35 2Т		21,86	13,116	25,49		22,95	13,77	26,76		3,5	2,1	4,1		4	2,4	4,7		4,80	2,88	5,60		5,46	3,46	6,5	
	ПС 150/35/10 Дудчино	10 2Т		0,09	0,054	0,10		0,06	0,036	0,07		0,08	0,048	0,1		0,1	0,060	0,1		0,05	0,03	0,05		0,05	0,03	0,1	
6	ПС 150/35/6 Карантинна		80,0	15	9	17,49	21,9	15	9	17,49	21,9	33,4	17,54	37,7	47,2	33	17,4	37,3	46,6	11,66	6,99	13,59	17,0	12,95	7,77	15,1	18,9
	ПС 150/35/6 Карантинна	35 1Т		1	0,6	1,17		1	0,6	1,17		9,4	5,64	11,0		10,1	6,1	11,8		0,30	0,18	0,35		6,25	3,75	7,3	
	ПС 150/35/6 Карантинна	6 1Т		3,2	1,92	3,73		3,2	1,92	3,73		4,6	1,7	4,9		5,2	1,85	5,5		2,76	1,66	3,22		3	1,8	3,5	
	ПС 150/35/6 Карантинна	35 2Т		7,6	4,56	8,86		7,6	4,56	8,86		14,4	8,4	16,7		13,1	7,9	15,3		5,60	3,36	6,53		0,3	0,18	0,3	
	ПС 150/35/6 Карантинна	6 2Т		3,2	1,92	3,73		3,2	1,92	3,73		5	1,8	5,3		4,6	1,6	4,9		3,00	1,80	3,50		3,4	2,04	4,0	
7	ПС 150/35/6 Комбайнова		126,0	3,4	2,04	3,97	3,1	2,2	1,32	2,57	2,0	0	0	0,0	0,0	0	0	0,0	0,0	2,50	1,50	2,92	2,3	2,5	1,5	2,9	2,3
	ПС 150/35/6 Комбайнова	35 1Т		0	0	0,00		0	0	0,00		0	0	0,0		0	0	0,0		0,00	0,00	0,00		0	0,0	0,0	
	ПС 150/35/6 Комбайнова	6 1Т		0	0	0,00		0	0	0,00		0	0	0,0		0	0	0,0		2,50	1,50	2,92		2,5	1,5	2,9	
	ПС 150/35/6 Комбайнова	35 2Т		0	0	0,00		0	0	0,00		0	0	0,0		0	0	0,0		0,00	0,00	0,00		0	0,0	0,0	
	ПС 150/35/6 Комбайнова	6 2Т		3,4	2,04	3,97		2,2	1,32	2,57		0	0	0,0		0	0	0,0		0,00	0,00	0,00		0	0,0	0,0	
8	ПС 150/10/10 Комунальна		64,0	6,64	3,984	7,74	12,1	8,75	5,25	10,20	15,9	10	6	11,7	18,2	12,27	7,36	14,3	22,4	8,02	4,81	9,35	14,6	8,91	5,3	10,4	16,2
	ПС 150/10/10 Комунальна	1сш10		2,81	1,686	3,28		3,98	2,388	4,64		3,75	2,25	4,4		4,69	2,81	5,5		3,58	2,15	4,18		3,98	2,4	4,6	
	ПС 150/10/10 Комунальна	3сш10		0,55	0,33	0,64		0,55	0,33	0,64		1,72	1,032	2,0		1,88	1,13	2,2		0,57	0,34	0,66		0,63	0,4	0,7	
	ПС 150/10/10 Комунальна	2сш10		1,25	0,75	1,46		1,8	1,08	2,10		2,03	1,218	2,4		2,73	1,64	3,2		1,69	1,02	1,97		1,88	1,1	2,2	
	ПС 150/10/10 Комунальна	4сш10		2,03	1,218	2,37		2,42	1,452	2,82		2,5	1,5	2,9		2,97	1,78	3,5		2,18	1,31	2,54		2,42	1,5	2,8	
9	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка		50,0	20,64	12,384	24,07	48,1	19,45	11,67	22,68	45,4	12,19	7,314	14,2	28,4	12,13	7,28	14,1	28,3	9,85	5,91	11,48	23,0	10,94	6,6	12,8	25,5
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 1Т		14,5	8,7	16,91		13,1	7,86	15,28		7,87	4,722	9,2		8,36	5,02	9,7		6,15	3,69	7,17		6,83	4,1	8,0	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 1Т		0,98	0,588	1,14		1,47	0,882	1,71		1,98	1,188	2,3		2,22	1,33	2,6		0,95	0,57	1,11		1,06	0,6	1,2	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 2Т		4,64	2,784	5,41		4,1	2,46	4,78		1,2	0,72	1,4		0,42	0,252	0,5		2,21	1,33	2,58		2,46	1,5	2,9	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 2Т		0,52	0,312	0,61		0,78	0,468	0,91		1,14	0,684	1,3		1,13	0,68	1,3		0,53	0,32	0,62		0,59	0,4	0,7	

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
	ПС 150/35/10 Н.Тимофіївка		80,0	28,5	17,1	33,24	41,5	29,29	17,574	34,16	42,7	5,3	3,18	6,2	7,7	5,35	3,21	6,2	7,8	3,29	1,98	3,84	4,8	3,66	2,2	4,3	5,3
10	ПС 150/35/10 Н.Тимофіївка	35 1Т		14,8	8,9	17,26		17,27	10,362	20,14		4,7	2,82	5,5		4,75	2,85	5,5		1,79	1,07	2,09		2,14	1,28	2,5	
	ПС 150/35/10 Н.Тимофіївка	35 2Т		13,7	8,2	15,98		12,02	7,212	14,02		0,6	0,36	0,7		0,6	0,36	0,7		1,50	0,90	1,75		1,52	0,91	1,8	
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька		65,0	24,87	14,922	29,00	44,6	24,67	14,802	28,77	44,3	10,78	6,468	12,6	19,3	11,41	6,846	13,3	20,5	10,53	6,32	12,28	18,9	11,7	7,05	13,7	21,0
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	35 1Т		10,1	6,06	11,78		9,84	5,904	11,48		3,55	2,13	4,1		3,55	2,13	4,1		6,52	3,91	7,60		6,8	4,08	7,9	
11	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	10 1Т		0,47	0,282	0,55		0,39	0,234	0,45		1,02	0,612	1,2		0,86	0,516	1,0		0,45	0,27	0,52		0,6	0,36	0,7	
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	35 2Т		11,8	7,08	13,76		12,02	7,212	14,02		1,37	0,822	1,6		1,37	0,82	1,6		1,60	0,96	1,87		2,4	1,47	2,8	
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	10 2Т		2,5	1,5	2,92		2,42	1,452	2,82		4,84	2,904	5,6		5,63	3,38	6,6		1,80	1,08	2,10		1,9	1,14	2,2	
	ПС 150/35/6 Микільська		32,0	6,51	3,906	7,59	23,7	6,11	3,666	7,13	22,3	5,26	3,156	6,1	19,2	5,75	3,45	6,7	21,0	4,17	2,50	4,86	15,2	4,63	2,78	5,4	16,9
	ПС 150/35/6 Микільська	35 1Т		3,55	2,13	4,14		3	1,8	3,50		2,3	1,38	2,7		2,68	1,61	3,1		1,67	1,00	1,95		1,85	1,11	2,2	
12	ПС 150/35/6 Микільська	6 1Т		0	0	0,00		0	0	0,00		2,14	1,284	2,5		2,14	1,28	2,5		0,00	0,00	0,00		0	0,0	0,0	
	ПС 150/35/6 Микільська	35 2Т		0,6	0,36	0,70		0,82	0,492	0,96		0,82	0,492	1,0		0,93	0,56	1,1		0,64	0,38	0,75		0,71	0,4	0,8	
	ПС 150/35/6 Микільська	6 2Т		2,36	1,416	2,75		2,29	1,374	2,67		0	0	0,0		0	0,00	0,0		1,86	1,12	2,17		2,07	1,2	2,4	
13	ПС 150/35/10 Нова		25,0	16,2	9,7	18,89	75,6	17,56	10,536	20,48	81,9	7,2	4,32	8,4	33,6	8	4,8	9,3	37,3	1,92	1,15	2,24	8,9	2,13	1,3	2,5	9,9
	ПС 150/35/10 П.Покровська		80,0	22,61	13,566	26,37	33,0	18,37	11,022	21,42	26,8	19,96	11,976	23,3	29,1	21,67	13,00	25,3	31,6	17,14	10,28	19,99	25,0	19,09	11,45	22,3	27,8
	ПС 150/35/10 П.Покровська	35 1Т		3,75	2,25	4,37		4,2	2,52	4,90		3,25	1,95	3,8		3,59	2,15	4,2		2,72	1,63	3,17		2,72	1,63	3,2	
14	ПС 150/35/10 П.Покровська	10 1Т		0,31	0,19	0,36		0,19	0,114	0,22		0,27	0,162	0,3		0,3	0,18	0,3		0,16	0,10	0,19		0,18	0,108	0,2	
	ПС 150/35/10 П.Покровська	35 2Т		18	10,8	20,99		13,6	8,16	15,86		16	9,6	18,7		17,3	10,4	20,2		14,00	8,40	16,33		15,9	9,5	18,5	
	ПС 150/35/10 П.Покровська	10 2Т		0,55	0,33	0,64		0,38	0,228	0,44		0,44	0,264	0,5		0,48	0,29	0,6		0,26	0,16	0,30		0,29	0,174	0,3	
	ПС 150/35/10 Промбаза		50,0	15,19	9,114	17,71	35,4	15,06	9,036	17,56	35,1	20,2	12,12	23,6	47,1	18,54	11,12	21,6	43,2	12,54	7,52	14,62	29,2	13,93	8,4	16,2	32,5
	ПС 150/35/10 Промбаза	35 1Т		8,74	5,244	10,19		6,83	4,098	7,97		9,18	5,508	10,7		8,91	5,35	10,4		6,35	3,81	7,40		7,05	4,2	8,2	
15	ПС 150/35/10 Промбаза	10 1Т		0	0	0,00		0	0	0,00		0	0	0,0		0	0	0,0		0,00	0,00	0,00		0	0,0	0,0	
	ПС 150/35/10 Промбаза	35 2Т		3,17	1,902	3,70		4,81	2,886	5,61		5,36	3,216	6,3		4,86	2,92	5,7		3,45	2,07	4,02		3,83	2,3	4,5	
	ПС 150/35/10 Промбаза	10 2Т		3,28	1,968	3,83		3,42	2,052	3,99		5,66	3,396	6,6		4,77	2,86	5,6		2,75	1,65	3,20		3,05	1,8	3,6	
	ПС 150/35/10 Промислова		126,0	23,2	13,92	27,06	21,5	21,95	13,17	25,60	20,3	16,47	9,882	19,2	15,2	15,64	9,38	18,2	14,5	14,57	8,74	16,99	13,5	14,16	8,49	16,5	13,1
	ПС 150/35/10 Промислова	35 1Т		11,9	7,1	13,89		10,9	6,54	12,71		11,6	6,96	13,5		11,2	6,7	13,1		4,70	2,82	5,48		5,06	3,03	5,9	
16	ПС 150/35/10 Промислова	10 1Т		1,48	0,89	1,73		1,72	1,032	2,01		1,09	0,654	1,3		1,25	0,75	1,5		0,98	0,59	1,14		1,09	0,7	1,3	
	ПС 150/35/10 Промислова	35 2Т		8,47	5,08	9,88		7,92	4,752	9,24		1,9	1,14	2,2		1,63	0,98	1,9		5,94	3,56	6,93		6,6	4,0	7,7	
	ПС 150/35/10 Промислова	10 2Т		1,33	0,8	1,55		1,41	0,846	1,64		1,88	1,128	2,2		1,56	0,94	1,8		1,27	0,76	1,48		1,41	0,8	1,6	
	ПС 150/35/10 Рубанівка		50,0	10,37	6,2	12,09	24,2	11,8	7,08	13,76	27,5	11,9	7,14	13,69	14,69	12,774	7,66	14,9	29,8	9,16	5,50	10,68	21,4	10,18	6,1	11,9	23,7
	ПС 150/35/10 Рубанівка	35 1Т		7,16	4,3	8,35		7,38	4,428	8,61		7,87	4,72	14,69		8,96	5,38	10,4		6,64	3,99	7,75		7,38	4,4	8,6	
17	ПС 150/35/10 Рубанівка	10 1Т		0,7	0,42	0,82		0,81	0,486	0,94		1,1	0,66	15,69		1	0,6	1,2		0,72	0,43	0,84		0,8	0,5	0,9	
	ПС 150/35/10 Рубанівка	35 2Т		2,46	1,48	2,87		3,5	2,1	4,08		2,84	1,70	16,69		2,72	1,63	3,2		1,72	1,03	2,00		1,91	1,1	2,2	
	ПС 150/35/10 Рубанівка	10 2Т		0,05	0,03	0,06		0,11	0,066	0,13		0,09	0,05	17,69		0,094	0,056	0,1		0,08	0,05	0,09		0,09	0,1	0,1	
	ПС 150/35/10 Трифонівка		40,0	5,82	3,492	6,79	17,0	6,881	4,1286	8,02	20,1	5,72	3,46	6,7	16,7	6,27	3,79	7,3	18,3	5,79	3,43	6,73	16,8	6,21	3,7	7,2	18,1
18	ПС 150/35/10 Трифонівка	35 1Т		4,92	2,952	5,74		6,28	3,768	7,32		5,19	3,11	6,1		5,74	3,44	6,7		5,17	3,10	6,02		5,74	3,4	6,7	
	ПС 150/35/10 Трифонівка	10 1Т		0,9	0,54	1,05		0,601	0,3606	0,70		0,53	0,35	0,6		0,53	0,35	0,6		0,626	0,332	0,71		0,47	0,3	0,5	
	ПС 150/35/6 ХНПЗ		120,0	18,53	11,118	21,61	18,0	15,2	9,12	17,73	14,8	19,6	11,76	22,9	19,0	19,75	11,85	23,0	19,2	15,44	9,26	18,00	15,0	17,15	10,3	20,0	16,7
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	35 1Т		0	0	0,00		0	0	0,00		0	0	0,0		0	0	0,0		0,00	0,00	0,00		0	0,0	0,0	
19	ПС 150/35/6 ХНПЗ	6 1Т		2,36	1,42	2,75		1,6	0,96	1,87		3,6	2,16	4,2		3,45	2,07	4,0		1,81	1,09	2,11		2,01	1,2	2,3	
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	35 2Т		16,2	9,7	18,86		13,6	8,16	15,86		16	9,6	18,7		16,3	9,78	19,0		13,63	8,18	15,89		15,1	9,1	17,7	
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	6 2Т		0	0	0,00		0	0	0,00		0	0	0,0		0	0	0,0		0,00	0,00	0,00		0	0,0	0,0	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська		103,0	19,88	11,928	23,18	22,5	21,47	12,882	25,04	24,3	23,87	14,322	27,8	27,0	26,3	15,8	30,6	29,7	19,88	11,93	23,18	22,5	20,12	12,1	23,5	22,8
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	35 1Т		11,1	6,7	12,94		12,02	7,212	14,02		12,3	7,38	14,3		13,7	8,2	15,9		11,10	6,7	12,94		12,9	7,7	15,0	
20	ПС 150/35/10 Цюрупинська	10 1Т		1,14	0,68	1,33		1,55	0,93	1,81		1,83	1,098	2,1		2,2	1,32	2,6		1,14	0,68	1,33		1,02	0,6	1,2	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	35 2Т		6,72	4,03	7,84		7,1	4,26	8,28		9,29	5,574	10,8		9,84	5,90	11,5		6,72	4,03	7,84		6,01	3,6	7,0	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	10 2Т		0,92	0,552	1,07		0,8	0,48	0,93		0,45	0,27	0,5		0,55	0,33	0,6		0,92	0,552	1,07		0,19	0,1	0,2	
	ПС 150/35/10 Чулаківська		50,0	16,44	9,864	19,17	38,3	17,53	10,518	20,44	40,9	11,73	7,038	13,7	27,4	13,00	7,8	15,2	30,3	16,44	9,86	19,17	38,3	12,92	7,8	15,1	30,1
	ПС 150/35/10 Чулаківська	35 1Т		11,4	6,8	13,29		10,93	6,558	12,75		5,14	3,084	6,0		6,01	3,61	7,0		11,40	6,8	13,29		5,46	3,3	6,4	
21	ПС 150/35/10 Чулаківська	10 1Т		0,94	0,564	1,10		0,86	0,516	1,00		0,55	0,33	0,6		0,63	0,378	0,7		0,94	0,564	1,10		0,63	0,4	0,7	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	35 2Т		4,1	2,46	4,78		5,74	3,444	6,69		5,96	3,576	7,0		6,28	3,77	7,3		4,10	2,46	4,78		6,83	4,1	8,0	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	10 2Т		0	0	0,00		0	0	0,00		0,08	0,048	0,1		0,08	0,048	0,1		0,00	0,00	0,00		0	0,0	0,0	

№ за/п.	Назва ПС 35кВ	S вст., МВА	Літо 20.06.2018р.								Зима 19.12.2018р.								Міжсезоння 16.09.2018р.							
			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	**2,95**	1,77	3,44	27,30	**2,90**	1,74	3,38	26,84	**3,94**	2,36	4,59	36,47	**3,97**	2,38	4,63	36,74	**1,46**	0,88	1,70	13,53	**1,62**	0,97	1,89	15,03
2	М.Лепетиха 35/10	8,8	**0,41**	0,25	0,48	5,43	**0,34**	0,20	0,40	4,51	**0,39**	0,23	0,45	5,17	**0,48**	0,29	0,56	6,36	**0,17**	0,10	0,20	2,27	**0,19**	0,11	0,22	2,52
3	Миколаївка 35/10	6,3	**0,21**	0,13	0,24	3,89	**0,25**	0,15	0,29	4,63	**0,33**	0,20	0,38	6,11	**0,25**	0,15	0,29	4,63	**0,13**	0,08	0,15	2,33	**0,14**	0,08	0,16	2,59
4	В.Рогачик 35/10	8,0	**1,20**	0,72	1,40	17,49	**1,39**	0,83	1,62	20,26	**1,56**	0,94	1,82	22,74	**1,56**	0,94	1,82	22,74	**0,70**	0,42	0,82	10,21	**0,78**	0,47	0,91	11,35
5	Ушкалка 35/10	4,3	**0,33**	0,20	0,38	8,95	**0,41**	0,25	0,48	11,12	**0,42**	0,25	0,49	11,39	**0,45**	0,27	0,52	12,20	**0,21**	0,12	0,24	5,60	**0,23**	0,14	0,27	6,23
6	Первомаївка 35/10	2,5	**0,39**	0,23	0,45	18,19	**0,41**	0,25	0,48	19,13	**0,38**	0,23	0,44	17,73	**0,47**	0,28	0,55	21,92	**0,21**	0,12	0,24	9,64	**0,23**	0,14	0,27	10,71
7	Самойлівка 35/10	2,5	**0,09**	0,05	0,10	4,20	**0,12**	0,07	0,14	5,60	**0,12**	0,07	0,14	5,60	**0,16**	0,10	0,19	7,46	**0,06**	0,04	0,07	2,82	**0,07**	0,04	0,08	3,13
Високопільські РЕМ																										
8	Н.Воронцовська 35/10	8,0	**0,90**	0,54	1,05	13,12	**0,70**	0,42	0,82	10,20	**0,55**	0,33	0,64	7,97	**0,55**	0,33	0,64	7,97	**0,35**	0,21	0,41	5,14	**0,39**	0,24	0,46	5,71
9	Погранична 35/10	4,0	**0,30**	0,18	0,35	8,75	**0,30**	0,18	0,35	8,75	**0,30**	0,18	0,35	8,66	**0,34**	0,21	0,40	10,02	**0,15**	0,09	0,18	4,41	**0,17**	0,10	0,20	4,90
10	Хрещенівська 35/10	2,5	**0,20**	0,12	0,23	9,33	**0,10**	0,06	0,12	4,66	**0,39**	0,23	0,46	18,22	**0,41**	0,24	0,47	18,95	**0,05**	0,03	0,06	2,35	**0,06**	0,03	0,07	2,61
11	Осокорівська 35/10	2,5	**0,30**	0,18	0,35	13,99	**0,20**	0,12	0,23	9,33	**0,47**	0,28	0,55	21,87	**0,47**	0,28	0,55	21,87	**0,10**	0,06	0,12	4,70	**0,11**	0,07	0,13	5,22
12	Піонер 35/10	5,0	**0,30**	0,18	0,35	7,00	**0,30**	0,18	0,35	7,00	**0,20**	0,12	0,24	4,74	**0,22**	0,13	0,26	5,10	**0,15**	0,09	0,18	3,53	**0,17**	0,10	0,20	3,92
13	З.Балка 35/10 Т-1	2,5	**0,10**	0,06	0,12	4,66	**0,10**	0,06	0,12	4,66	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,05**	0,03	0,06	2,35	**0,06**	0,03	0,07	2,61
14	З.Балка 35/6 Т-3 (зрош.)	4,0	**0,80**	0,48	0,93	23,32	**0,80**	0,48	0,93	23,32	**0,25**	0,15	0,29	7,29	**0,25**	0,15	0,29	7,29	**0,40**	0,24	0,47	11,76	**0,45**	0,27	0,52	13,06
15	Біляївська 35/10	5,0	**0,20**	0,12	0,23	4,66	**0,20**	0,12	0,23	4,66	**0,70**	0,42	0,82	16,40	**0,70**	0,42	0,82	16,40	**0,10**	0,06	0,12	2,35	**0,11**	0,07	0,13	2,61
16	Янтарна 35/10	2,5	**0,70**	0,42	0,82	32,65	**0,60**	0,36	0,70	27,99	**0,39**	0,23	0,46	18,22	**0,39**	0,23	0,46	18,22	**0,30**	0,18	0,35	14,11	**0,34**	0,20	0,39	15,67
17	Светлічна 35/10	1,6	**0,30**	0,18	0,35	21,87	**0,20**	0,12	0,23	14,58	**0,36**	0,22	0,42	26,19	**0,39**	0,23	0,46	28,47	**0,10**	0,06	0,12	7,35	**0,11**	0,07	0,13	8,16
18	Гаврилівка 35/10	2,5	**0,40**	0,24	0,47	18,66	**0,40**	0,24	0,47	18,66	**0,36**	0,22	0,42	16,76	**0,36**	0,22	0,42	16,76	**0,20**	0,12	0,24	9,40	**0,22**	0,13	0,26	10,45
19	Воскресенівська 35/10	2,5	**0,30**	0,18	0,35	13,99	**0,30**	0,18	0,35	13,99	**0,17**	0,10	0,20	8,02	**0,19**	0,11	0,22	8,75	**0,15**	0,09	0,18	7,05	**0,17**	0,10	0,20	7,84
20	Червонофлотська 35/10	2,5	**0,20**	0,12	0,23	9,33	**0,10**	0,06	0,12	4,66	**0,17**	0,10	0,20	8,02	**0,19**	0,11	0,22	8,75	**0,05**	0,03	0,06	2,35	**0,06**	0,03	0,07	2,61
21	Новодмитровская 35/10	2,5	**0,59**	0,36	0,69	27,70	**0,45**	0,27	0,53	21,14	**0,44**	0,26	0,51	20,41	**0,47**	0,28	0,55	21,87	**0,23**	0,14	0,27	10,65	**0,25**	0,15	0,30	11,84
22	Б.Криниця 35/10	6,5	**0,50**	0,30	0,58	8,97	**0,38**	0,23	0,44	6,73	**0,56**	0,34	0,66	10,09	**0,58**	0,35	0,67	10,37	**0,19**	0,11	0,22	3,39	**0,21**	0,13	0,24	3,77
23	Калининская 35/10	5,0	**0,61**	0,37	0,71	14,21	**0,48**	0,29	0,56	11,30	**0,80**	0,48	0,93	18,59	**0,81**	0,49	0,95	18,95	**0,24**	0,15	0,28	5,69	**0,27**	0,16	0,32	6,33
24	В.Олександрівська 35/10	8,0	**1,64**	0,98	1,91	23,92	**1,80**	1,08	2,10	26,19	**2,25**	1,35	2,62	32,80	**2,58**	1,55	3,01	37,58	**0,91**	0,54	1,06	13,20	**1,01**	0,60	1,17	14,67
25	Н.Кубанська 35/10	3,6	**0,22**	0,13	0,26	7,09	**0,19**	0,11	0,22	6,07	**0,36**	0,22	0,42	11,64	**0,36**	0,22	0,42	11,64	**0,09**	0,06	0,11	3,06	**0,11**	0,06	0,12	3,40
26	Борозенська 35/10	5,0	**0,72**	0,43	0,84	16,76	**0,58**	0,35	0,67	13,48	**0,56**	0,34	0,66	13,12	**0,56**	0,34	0,66	13,12	**0,29**	0,17	0,34	6,80	**0,32**	0,19	0,38	7,55
27	Колос 35/10	1,6	**0,05**	0,03	0,05	3,42	**0,05**	0,03	0,05	3,42	**0,06**	0,04	0,07	4,56	**0,08**	0,05	0,09	5,69	**0,02**	0,01	0,03	1,72	**0,03**	0,02	0,03	1,91
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	**0,14**	0,08	0,16	10,25	**0,13**	0,08	0,15	9,11	**0,23**	0,14	0,27	17,08	**0,27**	0,16	0,31	19,36	**0,06**	0,04	0,07	4,59	**0,07**	0,04	0,08	5,10
30	Високопільська 35/10	5,0	**0,91**	0,54	1,06	21,14	**0,70**	0,42	0,82	16,40	**1,45**	0,87	1,69	33,89	**1,56**	0,94	1,82	36,44	**0,35**	0,21	0,41	8,27	**0,39**	0,24	0,46	9,18
31	Архангельська 35/10	3,2	**0,75**	0,45	0,87	27,33	**0,63**	0,38	0,73	22,78	**0,83**	0,50	0,97	30,18	**0,78**	0,47	0,91	28,47	**0,32**	0,19	0,37	11,48	**0,35**	0,21	0,41	12,76
32	Вознесенівська 35/10	2,5	**0,16**	0,09	0,18	7,29	**0,14**	0,08	0,16	6,56	**0,19**	0,11	0,22	8,75	**0,20**	0,12	0,24	9,48	**0,07**	0,04	0,08	3,31	**0,08**	0,05	0,09	3,67
33	Кочубеївка 35/10	2,5	**0,28**	0,17	0,33	13,12	**0,25**	0,15	0,29	11,66	**0,55**	0,33	0,64	25,51	**0,47**	0,28	0,55	21,87	**0,13**	0,08	0,15	5,88	**0,14**	0,08	0,16	6,53
Генічеські РЕМ																										
34	Геническ 35/10 (тр-р 1Т)	10,0	**2,94**	1,76	3,43	34,29	**3,44**	2,06	4,01	40,12	**4,84**	2,90	5,64	56,44	**5,16**	3,10	6,02	60,18	**1,73**	1,04	2,02	20,22	**1,93**	1,16	2,25	22,47
35	Геническ 35/10 (тр-р 2Т)	10,0	**2,23**	1,34	2,60	26,01	**3,00**	1,80	3,50	34,99	**3,13**	1,88	3,65	36,50	**3,75**	2,25	4,37	43,73	**1,51**	0,91	1,76	17,63	**1,68**	1,01	1,96	19,59
36	Петрівка 35/10	2,5	**0,41**	0,25	0,48	19,13	**0,47**	0,28	0,55	21,92	**0,84**	0,50	0,98	39,18	**0,86**	0,52	1,00	40,12	**0,24**	0,14	0,28	11,05	**0,26**	0,16	0,31	12,28
37	Партизани 35/10	4,0	**0,59**	0,35	0,69	17,20	**0,72**	0,43	0,84	20,99	**1,00**	0,60	1,17	29,15	**0,90**	0,54	1,05	26,24	**0,36**	0,22	0,42	10,58	**0,40**	0,24	0,47	11,76
38	Н.Григорівка 35/10	4,1	**0,44**	0,26	0,51	12,52	**0,56**	0,34	0,65	15,93	**0,67**	0,40	0,78	19,06	**0,70**	0,42	0,82	19,91	**0,28**	0,17	0,33	8,03	**0,31**	0,19	0,37	8,92
39	Чонгар 35/10	5,0	**0,39**	0,23	0,45	9,10	**0,52**	0,31	0,61	12,13	**0,63**	0,38	0,73	14,69	**0,70**	0,42	0,82	16,33	**0,26**	0,16	0,31	6,11	**0,29**	0,17	0,34	6,79
40	Приазовська 35/10	6,5	**0,72**	0,43	0,84	12,92	**0,86**	0,52	1,00	15,43	**0,94**	0,56	1,10	16,86	**1,00**	0,60	1,17	17,94	**0,43**	0,26	0,51	7,78	**0,48**	0,29	0,56	8,64
41	Вікторівка 35/10	2,5	**0,34**	0,20	0,40	15,86	**0,36**	0,22	0,42	16,79	**0,47**	0,28	0,55	21,92	**0,55**	0,33	0,64	25,66	**0,18**	0,11	0,21	8,46	**0,20**	0,12	0,24	9,40
42	Озеряни 35/10	2,5	**0,05**	0,03	0,06	2,33	**0,05**	0,03	0,06	2,33	**0,09**	0,05	0,10	4,20	**0,05**	0,03	0,06	2,33	**0,03**	0,02	0,03	1,18	**0,03**	0,02	0,03	1,31
43	Генгірка 35/10	8,0	**2,52**	1,51	2,94	36,73	**1,75**	1,05	2,04	25,51	**0,47**	0,28	0,55	6,85	**0,58**	0,35	0,68	8,45	**0,88**	0,53	1,03	12,86	**0,98**	0,59	1,14	14,29

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

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

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

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

Таблиця 8.3 — Прогнозні навантаження ПС 150-35 кВ АТ «Херсонобленерго» станом на 2019 р.

№ за/п.	Назва ПС 150 кВ	ввід	S вст., МВА	Літо 2019р.								Зима 2019р.								Міжсезоння 2019р.							
				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**
1	ПС 150/35/10 Бериславська		50,0	**7,71**	4,63	8,99	17,98	**8,51**	5,11	9,92	19,85	**9,01**	5,41	10,51	21,01	**9,01**	5,41	10,51	21,01	**4,67**	2,80	5,44	10,89	**5,19**	3,11	6,0	12,1
	ПС 150/35/10 Бериславська	35 1Т		**1,70**	1,02	1,98		**2,10**	1,26	2,45		**1,00**	0,60	1,17		**1,05**	0,63	1,23		**0,68**	0,41	0,80		**0,76**	0,46	0,9	
	ПС 150/35/10 Бериславська	10 1Т		**1,60**	0,96	1,87		**1,70**	1,02	1,98		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**0,68**	0,41	0,79		**0,75**	0,45	0,9	
	ПС 150/35/10 Бериславська	35 2Т		**4,40**	2,64	5,14		**4,71**	2,82	5,49		**4,81**	2,88	5,60		**5,66**	3,39	6,60		**3,15**	1,89	3,68		**3,50**	2,10	4,1	
	ПС 150/35/10 Бериславська	10 2Т		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**3,20**	1,92	3,74		**2,30**	1,38	2,69		**0,15**	0,09	0,18		**0,17**	0,10	0,2	
2	ПС 150/35/10 Виноградово		80,0	**27,40**	16,44	31,95	39,94	**30,68**	18,41	35,78	44,73	**24,33**	14,60	28,37	35,46	**28,37**	17,02	33,09	41,36	**27,40**	16,44	31,95	39,94	**23,50**	14,10	27,4	34,3
	ПС 150/35/10 Виноградово	35 1Т		**10,31**	6,19	12,02		**11,21**	6,73	13,08		**11,41**	6,85	13,31		**13,41**	8,05	15,64		**10,31**	6,19	12,02		**7,01**	4,20	8,2	
	ПС 150/35/10 Виноградово	10 1Т		**1,17**	0,70	1,37		**1,25**	0,75	1,46		**0,80**	0,48	0,93		**0,94**	0,56	1,10		**1,17**	0,70	1,37		**0,00**	0,00	0,0	
	ПС 150/35/10 Виноградово	35 2Т		**15,92**	9,55	18,56		**18,22**	10,93	21,25		**12,11**	7,27	14,13		**14,02**	8,41	16,34		**15,92**	9,55	18,56		**15,92**	9,55	18,6	
	ПС 150/35/10 Виноградово	10 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		**0,57**	0,34	0,7	
3	ПС 150/35/10 ГНС КЗС		176,0	**38,58**	23,15	44,99	25,57	**45,45**	27,27	53,00	30,12	**8,41**	5,05	9,81	5,57	**8,52**	5,11	9,94	5,64	**8,54**	5,12	9,96	5,66	**9,49**	5,69	11,1	6,3
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	35 1Т		**5,47**	3,28	6,37		**11,71**	7,03	13,66		**2,46**	1,48	2,87		**2,46**	1,48	2,87		**3,45**	2,07	4,02		**3,83**	2,30	4,5	
	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	0,0	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 2Т		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**0,08**	0,05	0,09		**0,08**	0,05	0,09		**0,98**	0,59	1,15		**1,09**	0,65	1,3	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 3Т		**20,80**	12,48	24,26		**30,43**	18,26	35,49		**3,13**	1,88	3,65		**2,97**	1,78	3,47		**1,41**	0,84	1,64		**1,56**	0,94	1,8	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	35 4Т		**12,31**	7,39	14,36		**3,30**	1,98	3,85		**2,73**	1,64	3,19		**3,00**	1,80	3,50		**2,70**	1,62	3,15		**3,00**	1,80	3,5	
	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	0,0	
4	ПС 150/35/6 ГНС СЗС		25,0	**17,68**	10,61	20,62	82,47	**15,62**	9,37	18,21	72,85	**0,22**	0,13	0,26	1,03	**0,22**	0,13	0,26	1,03	**0,78**	0,47	0,91	3,66	**0,87**	0,52	1,0	4,1
	ПС 150/35/6 ГНС СЗС	35 2Т		**13,68**	8,21	15,95		**12,61**	7,57	14,71		**0,22**	0,13	0,26		**0,22**	0,13	0,26		**0,78**	0,47	0,91		**0,87**	0,52	1,0	
	ПС 150/35/6 ГНС СЗС	6 2Т		**4,00**	2,40	4,67		**3,00**	1,80	3,50		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,0	
5	ПС 150/35/10 Дудчино		80,0	**44,16**	26,50	51,50	64,37	**46,26**	27,76	53,95	67,44	**6,49**	3,89	7,57	9,46	**7,45**	4,47	8,69	10,86	**8,47**	5,08	9,88	12,35	**9,41**	5,83	11,1	13,8
	ПС 150/35/10 Дудчино	35 1Т		**21,88**	13,13	25,52		**22,98**	13,79	26,79		**2,70**	1,62	3,15		**3,10**	1,86	3,62		**3,80**	2,28	4,44		**3,80**	2,28	4,4	
	ПС 150/35/10 Дудчино	10 1Т		**0,30**	0,18	0,35		**0,25**	0,15	0,29		**0,20**	0,12	0,23		**0,24**	0,14	0,28		**0,08**	0,05	0,09		**0,09**	0,05	0,1	
	ПС 150/35/10 Дудчино	35 2Т		**21,88**	13,13	25,52		**22,98**	13,79	26,79		**3,50**	2,10	4,09		**4,00**	2,40	4,67		**4,81**	2,88	5,60		**5,47**	3,46	6,5	
	ПС 150/35/10 Дудчино	10 2Т		**0,09**	0,05	0,11		**0,06**	0,04	0,07		**0,08**	0,05	0,09		**0,10**	0,06	0,12		**0,05**	0,03	0,05		**0,05**	0,03	0,1	
6	ПС 150/35/6 Карантинна		80,0	**15,02**	9,01	17,51	21,89	**15,02**	9,01	17,51	21,89	**33,44**	17,56	37,77	47,21	**33,04**	17,42	37,35	46,68	**11,67**	7,00	13,61	17,01	**12,96**	7,78	15,1	18,9
	ПС 150/35/6 Карантинна	35 1Т		**1,00**	0,60	1,17		**1,00**	0,60	1,17		**9,41**	5,65	10,97		**10,12**	6,07	11,80		**0,30**	0,18	0,35		**6,26**	3,75	7,3	
	ПС 150/35/6 Карантинна	6 1Т		**3,20**	1,92	3,74		**3,20**	1,92	3,74		**4,61**	1,70	4,91		**5,21**	1,85	5,53		**2,76**	1,66	3,22		**3,00**	1,80	3,5	
	ПС 150/35/6 Карантинна	35 2Т		**7,61**	4,57	8,87		**7,61**	4,57	8,87		**14,42**	8,41	16,69		**13,12**	7,87	15,31		**5,61**	3,36	6,54		**0,30**	0,18	0,4	
	ПС 150/35/6 Карантинна	6 2Т		**3,20**	1,92	3,74		**3,20**	1,92	3,74		**5,01**	1,80	5,32		**4,61**	1,60	4,88		**3,00**	1,80	3,50		**3,40**	2,04	4,0	
7	ПС 150/35/6 Комбайнова		126,0	**3,40**	2,04	3,97	3,15	**2,20**	1,32	2,57	2,04	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**2,50**	1,50	2,92	2,32	**2,50**	1,50	2,9	2,3
	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	0,0	
	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		**2,50**	1,50	2,92		**2,50**	1,50	2,9	
	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	0,0	
	ПС 150/35/6 Комбайнова	6 2Т		**3,40**	2,04	3,97		**2,20**	1,32	2,57		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,0	
8	ПС 150/10/10 Комунальна		64,0	**6,65**	3,99	7,75	12,11	**8,76**	5,26	10,22	15,96	**10,01**	6,01	11,67	18,24	**12,28**	7,37	14,32	22,38	**8,03**	4,82	9,36	14,63	**8,92**	5,35	10,4	16,3
	ПС 150/10/10 Комунальна	1сш10		**2,81**	1,69	3,28		**3,98**	2,39	4,65		**3,75**	2,25	4,38		**4,70**	2,82	5,48		**3,59**	2,15	4,18		**3,98**	2,39	4,6	
	ПС 150/10/10 Комунальна	3сш10		**0,55**	0,33	0,64		**0,55**	0,33	0,64		**1,72**	1,03	2,01		**1,88**	1,13	2,19		**0,57**	0,34	0,66		**0,63**	0,38	0,7	
	ПС 150/10/10 Комунальна	2сш10		**1,25**	0,75	1,46		**1,80**	1,08	2,10		**2,03**	1,22	2,37		**2,73**	1,64	3,19		**1,69**	1,02	1,98		**1,88**	1,13	2,2	
	ПС 150/10/10 Комунальна	4сш10		**2,03**	1,22	2,37		**2,42**	1,45	2,83		**2,50**	1,50	2,92		**2,97**	1,78	3,47		**2,18**	1,31	2,54		**2,42**	1,45	2,8	
9	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка		50,0	**20,66**	12,40	24,10	48,19	**19,47**	11,68	22,71	45,41	**12,20**	7,32	14,23	28,46	**12,14**	7,29	14,16	28,32	**9,86**	5,91	11,49	22,99	**10,95**	6,57	12,8	25,5
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 1Т		**14,52**	8,71	16,93		**13,11**	7,87	15,29		**7,88**	4,73	9,19		**8,37**	5,02	9,76		**6,15**	3,69	7,18		**6,84**	4,10	8,0	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 1Т		**0,98**	0,59	1,14		**1,47**	0,88	1,72		**1,98**	1,19	2,31		**2,22**	1,33	2,59		**0,96**	0,57	1,11		**1,06**	0,64	1,2	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 2Т		**4,65**	2,79	5,42		**4,10**	2,46	4,79		**1,20**	0,72	1,40		**0,42**	0,25	0,49		**2,22**	1,33	2,58		**2,46**	1,48	2,9	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 2Т		**0,52**	0,31	0,61		**0,78**	0,47	0,91		**1,14**	0,68	1,33		**1,13**	0,68	1,32		**0,53**	0,32	0,62		**0,59**	0,35	0,7	

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

№ за/п.	Назва ПС 35кВ	S вст., МВА	Літо 2019р.								Зима 2019р.								Міжсезоння 2019р.							
			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	**2,95**	1,77	3,44	27,33	**2,90**	1,74	3,39	26,87	**3,94**	2,37	4,60	36,51	**3,97**	2,38	4,63	36,78	**1,46**	0,88	1,71	13,54	**1,63**	0,98	1,90	15,05
2	М.Лепетиха 35/10	8,8	**0,41**	0,25	0,48	5,44	**0,34**	0,20	0,40	4,51	**0,39**	0,23	0,46	5,17	**0,48**	0,29	0,56	6,37	**0,17**	0,10	0,20	2,27	**0,19**	0,11	0,22	2,53
3	Миколаївка 35/10	6,3	**0,21**	0,13	0,25	3,89	**0,25**	0,15	0,29	4,63	**0,33**	0,20	0,39	6,12	**0,25**	0,15	0,29	4,63	**0,13**	0,08	0,15	2,33	**0,14**	0,08	0,16	2,59
4	В.Рогачик 35/10	8,0	**1,20**	0,72	1,40	17,51	**1,39**	0,83	1,62	20,28	**1,56**	0,94	1,82	22,77	**1,56**	0,94	1,82	22,77	**0,70**	0,42	0,82	10,22	**0,78**	0,47	0,91	11,36
5	Ушкалка 35/10	4,3	**0,33**	0,20	0,39	8,96	**0,41**	0,25	0,48	11,13	**0,42**	0,25	0,49	11,40	**0,45**	0,27	0,53	12,22	**0,21**	0,12	0,24	5,61	**0,23**	0,14	0,27	6,23
6	Первомаївка 35/10	2,5	**0,39**	0,23	0,46	18,21	**0,41**	0,25	0,48	19,15	**0,38**	0,23	0,44	17,75	**0,47**	0,28	0,55	21,95	**0,21**	0,12	0,24	9,65	**0,23**	0,14	0,27	10,72
7	Самойлівка 35/10	2,5	**0,09**	0,05	0,11	4,20	**0,12**	0,07	0,14	5,60	**0,12**	0,07	0,14	5,60	**0,16**	0,10	0,19	7,47	**0,06**	0,04	0,07	2,82	**0,07**	0,04	0,08	3,14
Високопільські РЕМ																										
8	Н.Воронцовська 35/10	8,0	**0,90**	0,54	1,05	13,1	**0,70**	0,42	0,82	10,2	**0,55**	0,33	0,64	8,0	**0,55**	0,33	0,64	7,98	**0,35**	0,21	0,41	5,1	**0,39**	0,24	0,46	5,72
9	Погранична 35/10	4,0	**0,30**	0,18	0,35	8,8	**0,30**	0,18	0,35	8,8	**0,30**	0,18	0,35	8,7	**0,34**	0,21	0,40	10,03	**0,15**	0,09	0,18	4,4	**0,17**	0,10	0,20	4,90
10	Хрещенівська 35/10	2,5	**0,20**	0,12	0,23	9,3	**0,10**	0,06	0,12	4,7	**0,39**	0,23	0,46	18,2	**0,41**	0,24	0,47	18,97	**0,05**	0,03	0,06	2,4	**0,06**	0,03	0,07	2,62
11	Осокорівська 35/10	2,5	**0,30**	0,18	0,35	14,0	**0,20**	0,12	0,23	9,3	**0,47**	0,28	0,55	21,9	**0,47**	0,28	0,55	21,89	**0,10**	0,06	0,12	4,7	**0,11**	0,07	0,13	5,23
12	Піонер 35/10	5,0	**0,30**	0,18	0,35	7,0	**0,30**	0,18	0,35	7,0	**0,20**	0,12	0,24	4,7	**0,22**	0,13	0,26	5,11	**0,15**	0,09	0,18	3,5	**0,17**	0,10	0,20	3,92
13	З.Балка 35/10 Т-1	2,5	**0,10**	0,06	0,12	4,7	**0,10**	0,06	0,12	4,7	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,05**	0,03	0,06	2,4	**0,06**	0,03	0,07	2,62
14	З.Балка 35/6 Т-3 (зрош.)	4,0	**0,80**	0,48	0,93	23,3	**0,80**	0,48	0,93	23,3	**0,25**	0,15	0,29	7,3	**0,25**	0,15	0,29	7,30	**0,40**	0,24	0,47	11,8	**0,45**	0,27	0,52	13,08
15	Біляївська 35/10	5,0	**0,20**	0,12	0,23	4,7	**0,20**	0,12	0,23	4,7	**0,70**	0,42	0,82	16,4	**0,70**	0,42	0,82	16,42	**0,10**	0,06	0,12	2,4	**0,11**	0,07	0,13	2,62
16	Янтарна 35/10	2,5	**0,70**	0,42	0,82	32,7	**0,60**	0,36	0,70	28,0	**0,39**	0,23	0,46	18,2	**0,39**	0,23	0,46	18,24	**0,30**	0,18	0,35	14,1	**0,34**	0,20	0,39	15,69
17	Світлічна 35/10	1,6	**0,30**	0,18	0,35	21,9	**0,20**	0,12	0,23	14,6	**0,36**	0,22	0,42	26,2	**0,39**	0,23	0,46	28,50	**0,10**	0,06	0,12	7,4	**0,11**	0,07	0,13	8,17
18	Гаврилівка 35/10	2,5	**0,40**	0,24	0,47	18,7	**0,40**	0,24	0,47	18,7	**0,36**	0,22	0,42	16,8	**0,36**	0,22	0,42	16,78	**0,20**	0,12	0,24	9,4	**0,22**	0,13	0,26	10,46
19	Воскресенівська 35/10	2,5	**0,30**	0,18	0,35	14,0	**0,30**	0,18	0,35	14,0	**0,17**	0,10	0,20	8,0	**0,19**	0,11	0,22	8,76	**0,15**	0,09	0,18	7,1	**0,17**	0,10	0,20	7,85
20	Червонофлотська 35/10	2,5	**0,20**	0,12	0,23	9,3	**0,10**	0,06	0,12	4,7	**0,17**	0,10	0,20	8,0	**0,19**	0,11	0,22	8,76	**0,05**	0,03	0,06	2,4	**0,06**	0,03	0,07	2,62
21	Новодмитровская 35/10	2,5	**0,59**	0,36	0,69	27,7	**0,45**	0,27	0,53	21,2	**0,44**	0,26	0,51	20,4	**0,47**	0,28	0,55	21,89	**0,23**	0,14	0,27	10,7	**0,25**	0,15	0,30	11,85
22	Б.Криниця 35/10	6,5	**0,50**	0,30	0,58	9,0	**0,38**	0,23	0,44	6,7	**0,56**	0,34	0,66	10,1	**0,58**	0,35	0,67	10,38	**0,19**	0,11	0,22	3,4	**0,21**	0,13	0,25	3,77
23	Калининская 35/10	5,0	**0,61**	0,37	0,71	14,2	**0,48**	0,29	0,57	11,3	**0,80**	0,48	0,93	18,6	**0,81**	0,49	0,95	18,97	**0,24**	0,15	0,29	5,7	**0,27**	0,16	0,32	6,33
24	В.Олександрівська 35/10	8,0	**1,64**	0,99	1,92	23,9	**1,80**	1,08	2,10	26,2	**2,25**	1,35	2,63	32,8	**2,58**	1,55	3,01	37,62	**0,91**	0,54	1,06	13,2	**1,01**	0,60	1,17	14,68
25	Н.Кубанська 35/10	3,6	**0,22**	0,13	0,26	7,1	**0,19**	0,11	0,22	6,1	**0,36**	0,22	0,42	11,7	**0,36**	0,22	0,42	11,65	**0,09**	0,06	0,11	3,1	**0,11**	0,06	0,12	3,41
26	Борозенська 35/10	5,0	**0,72**	0,43	0,84	16,8	**0,58**	0,35	0,67	13,5	**0,56**	0,34	0,66	13,1	**0,56**	0,34	0,66	13,13	**0,29**	0,18	0,34	6,8	**0,32**	0,19	0,38	7,56
27	Колос 35/10	1,6	**0,05**	0,03	0,05	3,4	**0,05**	0,03	0,05	3,4	**0,06**	0,04	0,07	4,6	**0,08**	0,05	0,09	5,70	**0,02**	0,01	0,03	1,7	**0,03**	0,02	0,03	1,92
28	Д.Брод 35/10	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,00
29	Вишнева 35/10	1,6	**0,14**	0,08	0,16	10,3	**0,13**	0,08	0,15	9,1	**0,23**	0,14	0,27	17,1	**0,27**	0,16	0,31	19,38	**0,06**	0,04	0,07	4,6	**0,07**	0,04	0,08	5,11
30	Високопільська 35/10	5,0	**0,91**	0,54	1,06	21,2	**0,70**	0,42	0,82	16,4	**1,45**	0,87	1,70	33,9	**1,56**	0,94	1,82	36,48	**0,35**	0,21	0,41	8,3	**0,39**	0,24	0,46	9,19
31	Архангельська 35/10	3,2	**0,75**	0,45	0,88	27,4	**0,63**	0,38	0,73	22,8	**0,83**	0,50	0,97	30,2	**0,78**	0,47	0,91	28,50	**0,32**	0,19	0,37	11,5	**0,35**	0,21	0,41	12,77
32	Вознесенівська 35/10	2,5	**0,16**	0,09	0,18	7,3	**0,14**	0,08	0,16	6,6	**0,19**	0,11	0,22	8,8	**0,20**	0,12	0,24	9,49	**0,07**	0,04	0,08	3,3	**0,08**	0,05	0,09	3,68
33	Кочубеївка 35/10	2,5	**0,28**	0,17	0,33	13,1	**0,25**	0,15	0,29	11,7	**0,55**	0,33	0,64	25,5	**0,47**	0,28	0,55	21,89	**0,13**	0,08	0,15	5,9	**0,14**	0,08	0,16	6,54
Геніческі РЕМ																										
34	Геническ 35/10 (тр-р 1Т)	10,0	**2,94**	1,77	3,43	34,32	**3,44**	2,07	4,02	40,16	**4,85**	2,91	5,65	56,51	**5,17**	3,10	6,02	60,24	**1,74**	1,04	2,02	20,24	**1,93**	1,16	2,25	22,49
35	Геническ 35/10 (тр-р 2Т)	10,0	**2,23**	1,34	2,60	26,03	**3,00**	1,80	3,50	35,02	**3,13**	1,88	3,65	36,54	**3,75**	2,25	4,38	43,78	**1,51**	0,91	1,77	17,65	**1,68**	1,01	1,96	19,61
36	Петрівка 35/10	2,5	**0,41**	0,25	0,48	19,15	**0,47**	0,28	0,55	21,95	**0,84**	0,50	0,98	39,23	**0,86**	0,52	1,00	40,16	**0,24**	0,14	0,28	11,06	**0,26**	0,16	0,31	12,29
37	Партизани 35/10	4,0	**0,59**	0,35	0,69	17,22	**0,72**	0,43	0,84	21,01	**1,00**	0,60	1,17	29,19	**0,90**	0,54	1,05	26,27	**0,36**	0,22	0,42	10,59	**0,40**	0,24	0,47	11,77
38	Н.Григорівка 35/10	4,1	**0,44**	0,26	0,51	12,53	**0,56**	0,34	0,65	15,95	**0,67**	0,40	0,78	19,08	**0,70**	0,42	0,82	19,93	**0,28**	0,17	0,33	8,04	**0,31**	0,19	0,37	8,93
39	Чонгар 35/10	5,0	**0,39**	0,23	0,46	9,11	**0,52**	0,31	0,61	12,14	**0,63**	0,38	0,74	14,71	**0,70**	0,42	0,82	16,34	**0,26**	0,16	0,31	6,12	**0,29**	0,17	0,34	6,80
40	Приазовська 35/10	6,5	**0,72**	0,43	0,84	12,93	**0,86**	0,52	1,00	15,45	**0,94**	0,56	1,10	16,88	**1,00**	0,60	1,17	17,96	**0,43**	0,26	0,51	7,79	**0,48**	0,29	0,56	8,65
41	Вікторівка 35/10	2,5	**0,34**	0,20	0,40	15,88	**0,36**	0,22	0,42	16,81	**0,47**	0,28	0,55	21,95	**0,55**	0,33	0,64	25,68	**0,18**	0,11	0,21	8,47	**0,20**	0,12	0,24	9,41
42	Озеряни 35/10	2,5	**0,05**	0,03	0,06	2,33	**0,05**	0,03	0,06	2,33	**0,09**	0,05	0,11	4,20	**0,05**	0,03	0,06	2,33	**0,03**	0,02	0,03	1,18	**0,03**	0,02	0,03	1,31
43	Генгірка 35/10	8,0	**2,52**	1,51	2,94	36,78	**1,75**	1,05	2,04	25,54	**0,47**	0,28	0,55	6,86	**0,58**	0,35	0,68	8,46	**0,88**	0,53	1,03	12,87	**0,98**	0,59	1,14	14,30

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

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

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

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

Таблиця 8.4 — Прогнозні навантаження ПС 150-35 кВ АТ «Херсонобленерго» станом на 2020 р.

№ за/п.	Назва ПС 150 кВ	ввід	S вст., МВА	Літо 2020р.								Зима 2020р.								Міжсезоння 2020р.							
				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**
	ПС 150/35/10 Бериславська		50,0	**7,73**	4,64	9,01	18,03	**8,53**	5,12	9,95	19,90	**9,04**	5,42	10,54	21,07	**9,04**	5,42	10,54	21,07	**4,68**	2,81	5,46	10,92	**5,20**	3,12	6,06	12,1
	ПС 150/35/10 Бериславська	35 1Т		**1,71**	1,02	1,99		**2,11**	1,26	2,46		**1,00**	0,60	1,17		**1,05**	0,63	1,23		**0,69**	0,41	0,80		**0,76**	0,46	0,89	
1	ПС 150/35/10 Бериславська	10 1Т		**1,61**	0,96	1,87		**1,71**	1,02	1,99		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**0,68**	0,41	0,79		**0,75**	0,45	0,88	
	ПС 150/35/10 Бериславська	35 2Т		**4,42**	2,65	5,15		**4,72**	2,83	5,50		**4,82**	2,89	5,62		**5,67**	3,40	6,61		**3,16**	1,90	3,69		**3,51**	2,11	4,10	
	ПС 150/35/10 Бериславська	10 2Т		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**3,21**	1,93	3,75		**2,31**	1,39	2,69		**0,15**	0,09	0,18		**0,17**	0,10	0,20	
	ПС 150/35/10 Виноградово		80,0	**27,48**	16,49	32,04	40,05	**30,77**	18,46	35,88	44,85	**24,39**	14,64	28,45	35,56	**28,45**	17,07	33,18	41,47	**27,48**	16,49	32,04	40,05	**23,56**	14,14	27,48	34,3
	ПС 150/35/10 Виноградово	35 1Т		**10,34**	6,20	12,06		**11,24**	6,75	13,11		**11,44**	6,87	13,35		**13,45**	8,07	15,69		**10,34**	6,20	12,06		**7,03**	4,22	8,20	
2	ПС 150/35/10 Виноградово	10 1Т		**1,17**	0,70	1,37		**1,25**	0,75	1,46		**0,80**	0,48	0,94		**0,94**	0,57	1,10		**1,17**	0,70	1,37		**0,00**	0,00	0,00	
	ПС 150/35/10 Виноградово	35 2Т		**15,96**	9,58	18,61		**18,27**	10,96	21,31		**12,15**	7,29	14,17		**14,05**	8,43	16,39		**15,96**	9,58	18,61		**15,96**	9,58	18,61	
	ПС 150/35/10 Виноградово	10 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		**0,57**	0,34	0,67	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС		176,0	**38,69**	23,21	45,12	25,64	**45,58**	27,35	53,15	30,20	**8,43**	5,06	9,83	5,59	**8,54**	5,13	9,96	5,66	**8,57**	5,14	9,99	5,68	**9,52**	5,71	11,10	6,3
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	35 1Т		**5,48**	3,29	6,39		**11,75**	7,05	13,70		**2,47**	1,48	2,88		**2,47**	1,48	2,88		**3,46**	2,08	4,04		**3,84**	2,31	4,48	
	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	
3	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 2Т		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**0,08**	0,05	0,09		**0,08**	0,05	0,09		**0,98**	0,59	1,15		**1,09**	0,66	1,28	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 3Т		**20,86**	12,52	24,33		**30,52**	18,31	35,59		**3,14**	1,89	3,66		**2,98**	1,79	3,48		**1,41**	0,85	1,64		**1,57**	0,94	1,83	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	35 4Т		**12,35**	7,41	14,40		**3,31**	1,99	3,86		**2,74**	1,64	3,20		**3,01**	1,81	3,51		**2,71**	1,63	3,16		**3,01**	1,81	3,51	
	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	
	ПС 150/35/6 ГНС СЗС		25,0	**17,73**	10,64	20,68	82,70	**15,66**	9,40	18,26	73,05	**0,22**	0,13	0,26	1,03	**0,22**	0,13	0,26	1,03	**0,79**	0,47	0,92	3,67	**0,87**	0,52	1,02	4,1
4	ПС 150/35/6 ГНС СЗС	35 2Т		**13,71**	8,23	15,99		**12,65**	7,59	14,75		**0,22**	0,13	0,26		**0,22**	0,13	0,26		**0,79**	0,47	0,92		**0,87**	0,52	1,02	
	ПС 150/35/6 ГНС СЗС	6 2Т		**4,02**	2,41	4,68		**3,01**	1,81	3,51		**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 Дудчино		80,0	**44,28**	26,57	51,64	64,55	**46,39**	27,83	54,10	67,62	**6,51**	3,90	7,59	9,48	**7,47**	4,48	8,71	10,89	**8,49**	5,10	9,90	12,38	**9,44**	5,84	11,10	13,9
	ПС 150/35/10 Дудчино	35 1Т		**21,95**	13,17	25,59		**23,04**	13,82	26,87		**2,71**	1,63	3,16		**3,11**	1,87	3,63		**3,81**	2,29	4,45		**3,81**	2,29	4,45	
5	ПС 150/35/10 Дудчино	10 1Т		**0,30**	0,18	0,35		**0,25**	0,15	0,29		**0,20**	0,12	0,23		**0,24**	0,14	0,28		**0,08**	0,05	0,09		**0,09**	0,05	0,11	
	ПС 150/35/10 Дудчино	35 2Т		**21,95**	13,17	25,59		**23,04**	13,82	26,87		**3,51**	2,11	4,10		**4,02**	2,41	4,68		**4,82**	2,89	5,62		**5,48**	3,47	6,49	
	ПС 150/35/10 Дудчино	10 2Т		**0,09**	0,05	0,11		**0,06**	0,04	0,07		**0,08**	0,05	0,09		**0,10**	0,06	0,12		**0,05**	0,03	0,05		**0,05**	0,03	0,06	
	ПС 150/35/6 Карантинна		80,0	**15,06**	9,04	17,56	21,95	**15,06**	9,04	17,56	21,95	**33,53**	17,61	37,87	47,34	**33,13**	17,47	37,45	46,81	**11,70**	7,02	13,64	17,06	**13,00**	7,80	15,16	19,0
	ПС 150/35/6 Карантинна	35 1Т		**1,00**	0,60	1,17		**1,00**	0,60	1,17		**9,44**	5,66	11,00		**10,15**	6,09	11,84		**0,30**	0,18	0,35		**6,27**	3,76	7,32	
6	ПС 150/35/6 Карантинна	6 1Т		**3,21**	1,93	3,75		**3,21**	1,93	3,75		**4,62**	1,71	4,92		**5,22**	1,86	5,54		**2,77**	1,66	3,23		**3,01**	1,81	3,51	
	ПС 150/35/6 Карантинна	35 2Т		**7,63**	4,58	8,90		**7,63**	4,58	8,90		**14,46**	8,43	16,74		**13,16**	7,90	15,35		**5,62**	3,37	6,56		**0,30**	0,18	0,35	
	ПС 150/35/6 Карантинна	6 2Т		**3,21**	1,93	3,75		**3,21**	1,93	3,75		**5,02**	1,81	5,33		**4,62**	1,61	4,89		**3,01**	1,81	3,51		**3,41**	2,05	3,98	
	ПС 150/35/6 Комбайнова		126,0	**3,41**	2,05	3,98	3,16	**2,21**	1,33	2,58	2,04	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**2,51**	1,51	2,93	2,32	**2,51**	1,51	2,93	2,3
	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	
7	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		**2,51**	1,51	2,93		**2,51**	1,51	2,93	
	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	
	ПС 150/35/6 Комбайнова	6 2Т		**3,41**	2,05	3,98		**2,21**	1,33	2,58		**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 150/10/10 Комунальна		64,0	**6,67**	4,00	7,77	12,15	**8,78**	5,27	10,24	16,01	**10,04**	6,02	11,71	18,29	**12,32**	7,39	14,37	22,45	**8,05**	4,83	9,39	14,67	**8,94**	5,37	10,43	16,3
	ПС 150/10/10 Комунальна	1сш10		**2,82**	1,69	3,29		**4,00**	2,40	4,66		**3,76**	2,26	4,39		**4,71**	2,82	5,49		**3,60**	2,16	4,19		**4,00**	2,40	4,66	
8	ПС 150/10/10 Комунальна	3сш10		**0,55**	0,33	0,64		**0,55**	0,33	0,64		**1,73**	1,04	2,01		**1,89**	1,13	2,20		**0,57**	0,34	0,66		**0,63**	0,38	0,74	
	ПС 150/10/10 Комунальна	2сш10		**1,25**	0,75	1,46		**1,81**	1,08	2,11		**2,04**	1,22	2,38		**2,74**	1,64	3,20		**1,70**	1,02	1,98		**1,89**	1,13	2,20	
	ПС 150/10/10 Комунальна	4сш10		**2,04**	1,22	2,38		**2,43**	1,46	2,83		**2,51**	1,51	2,93		**2,98**	1,79	3,48		**2,19**	1,31	2,55		**2,43**	1,46	2,83	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка		50,0	**20,72**	12,43	24,16	48,33	**19,53**	11,72	22,77	45,54	**12,24**	7,34	14,27	28,54	**12,18**	7,31	14,20	28,40	**9,88**	5,93	11,53	23,05	**10,98**	6,59	12,81	25,6
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 1Т		**14,56**	8,73	16,98		**13,15**	7,89	15,34		**7,90**	4,74	9,21		**8,39**	5,04	9,79		**6,17**	3,70	7,20		**6,86**	4,11	8,00	
9	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 1Т		**0,98**	0,59	1,15		**1,48**	0,89	1,72		**1,99**	1,19	2,32		**2,23**	1,34	2,60		**0,96**	0,57	1,12		**1,06**	0,64	1,24	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 2Т		**4,66**	2,79	5,43		**4,12**	2,47	4,80		**1,20**	0,72	1,40		**0,42**	0,25	0,49		**2,22**	1,33	2,59		**2,47**	1,48	2,88	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 2Т		**0,52**	0,31	0,61		**0,78**	0,47	0,91		**1,14**	0,69	1,33		**1,13**	0,68	1,32		**0,53**	0,32	0,62		**0,59**	0,36	0,69	

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
10	ПС 150/35/10 Н.Тимофіївка		80,0	**28,61**	17,167	33,37	41,7	**29,4**	17,643	34,29	42,9	**5,32**	3,192412	6,2	7,8	**5,371**	3,2225	6,3	7,8	**3,307**	1,984	3,86	4,8	**3,674**	2,205	4,3	5,4
	ПС 150/35/10 Н.Тимофіївка	35 1Т		**14,86**	8,91	17,33		**17,34**	10,40	20,22		**4,72**	2,83	5,50		**4,77**	2,86	5,56		**1,80**	1,08	2,10		**2,15**	1,29	2,51	
	ПС 150/35/10 Н.Тимофіївка	35 2Т		**13,75**	8,25	16,04		**12,07**	7,24	14,07		**0,60**	0,36	0,70		**0,60**	0,36	0,70		**1,51**	0,90	1,76		**1,53**	0,92	1,78	
11	ПС 150/35/10 Н.Троїцька		65,0	**24,97**	14,98	29,12	44,79	**24,77**	14,86	28,88	44,43	**10,82**	6,49	12,62	19,42	**11,45**	6,87	13,36	20,55	**10,57**	6,34	12,33	18,97	**11,75**	7,08	13,71	21,1
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	35 1Т		**10,14**	6,08	11,82		**9,88**	5,93	11,52		**3,56**	2,14	4,16		**3,56**	2,14	4,16		**6,55**	3,93	7,63		**6,83**	4,10	7,96	
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	10 1Т		**0,47**	0,28	0,55		**0,39**	0,23	0,46		**1,02**	0,61	1,19		**0,86**	0,52	1,01		**0,45**	0,27	0,53		**0,60**	0,36	0,70	
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	35 2Т		**11,85**	7,11	13,81		**12,07**	7,24	14,07		**1,38**	0,83	1,60		**1,38**	0,83	1,60		**1,61**	0,96	1,87		**2,41**	1,48	2,83	
	ПС 150/35/10 Н.Троїцька	10 2Т		**2,51**	1,51	2,93		**2,43**	1,46	2,83		**4,86**	2,92	5,67		**5,65**	3,39	6,59		**1,81**	1,08	2,11		**1,91**	1,14	2,22	
12	ПС 150/35/6 Микільська		32,0	**6,54**	3,92	7,62	23,82	**6,13**	3,68	7,15	22,35	**5,28**	3,17	6,16	19,24	**5,77**	3,46	6,73	21,04	**4,19**	2,51	4,88	15,26	**4,65**	2,79	5,42	16,9
	ПС 150/35/6 Микільська	35 1Т		**3,56**	2,14	4,16		**3,01**	1,81	3,51		**2,31**	1,39	2,69		**2,69**	1,61	3,14		**1,68**	1,01	1,96		**1,86**	1,11	2,17	
	ПС 150/35/6 Микільська	6 1Т		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**2,15**	1,29	2,51		**2,15**	1,29	2,51		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00	
	ПС 150/35/6 Микільська	35 2Т		**0,60**	0,36	0,70		**0,82**	0,49	0,96		**0,82**	0,49	0,96		**0,93**	0,56	1,09		**0,64**	0,38	0,75		**0,71**	0,43	0,83	
	ПС 150/35/6 Микільська	6 2Т		**2,37**	1,42	2,76		**2,30**	1,38	2,68		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**1,87**	1,12	2,18		**2,08**	1,25	2,42	
13	ПС 150/35/10 Нова		25,0	**16,26**	9,76	18,97	75,86	**17,63**	10,58	20,56	82,23	**7,23**	4,34	8,43	33,72	**8,03**	4,82	9,37	37,46	**1,92**	1,15	2,24	8,98	**2,14**	1,28	2,49	10,0
14	ПС 150/35/10 П.Покровська		80,0	**22,70**	13,62	26,47	33,09	**18,44**	11,07	21,51	26,88	**20,04**	12,02	23,37	29,21	**21,75**	13,05	25,37	31,71	**17,21**	10,32	20,07	25,08	**19,16**	11,50	22,35	27,9
	ПС 150/35/10 П.Покровська	35 1Т		**3,76**	2,26	4,39		**4,22**	2,53	4,92		**3,26**	1,96	3,80		**3,60**	2,16	4,20		**2,73**	1,64	3,18		**2,73**	1,64	3,18	
	ПС 150/35/10 П.Покровська	10 1Т		**0,31**	0,19	0,36		**0,19**	0,11	0,22		**0,27**	0,16	0,32		**0,30**	0,18	0,35		**0,16**	0,10	0,19		**0,18**	0,11	0,21	
	ПС 150/35/10 П.Покровська	35 2Т		**18,07**	10,84	21,07		**13,65**	8,19	15,92		**16,06**	9,64	18,73		**17,37**	10,42	20,25		**14,05**	8,43	16,39		**15,96**	9,58	18,61	
	ПС 150/35/10 П.Покровська	10 2Т		**0,55**	0,33	0,64		**0,38**	0,23	0,44		**0,44**	0,27	0,52		**0,48**	0,29	0,56		**0,26**	0,16	0,30		**0,29**	0,17	0,34	
15	ПС 150/35/10 Промбаза		50,0	**15,25**	9,15	17,78	35,57	**15,12**	9,07	17,63	35,26	**20,28**	12,17	23,65	47,30	**18,61**	11,17	21,71	43,41	**12,59**	7,55	14,68	29,36	**13,98**	8,39	16,31	32,6
	ПС 150/35/10 Промбаза	35 1Т		**8,77**	5,26	10,23		**6,86**	4,11	8,00		**9,22**	5,53	10,75		**8,94**	5,37	10,43		**6,37**	3,82	7,43		**7,08**	4,25	8,25	
	ПС 150/35/10 Промбаза	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	
	ПС 150/35/10 Промбаза	35 2Т		**3,18**	1,91	3,71		**4,83**	2,90	5,63		**5,38**	3,23	6,28		**4,88**	2,93	5,69		**3,46**	2,08	4,04		**3,84**	2,31	4,48	
	ПС 150/35/10 Промбаза	10 2Т		**3,29**	1,98	3,84		**3,43**	2,06	4,00		**5,68**	3,41	6,63		**4,79**	2,87	5,58		**2,76**	1,65	3,21		**3,06**	1,84	3,57	
16	ПС 150/35/10 Промислова		126,0	**23,29**	13,97	27,16	21,56	**22,04**	13,22	25,70	20,40	**16,53**	9,92	19,28	15,30	**15,70**	9,42	18,31	14,53	**14,63**	8,78	17,06	13,54	**14,22**	8,52	16,57	13,2
	ПС 150/35/10 Промислова	35 1Т		**11,96**	7,17	13,94		**10,94**	6,57	12,76		**11,65**	6,99	13,58		**11,24**	6,75	13,11		**4,72**	2,83	5,50		**5,08**	3,04	5,92	
	ПС 150/35/10 Промислова	10 1Т		**1,49**	0,89	1,73		**1,73**	1,04	2,01		**1,09**	0,66	1,28		**1,25**	0,75	1,46		**0,98**	0,59	1,15		**1,09**	0,66	1,28	
	ПС 150/35/10 Промислова	35 2Т		**8,50**	5,10	9,92		**7,95**	4,77	9,27		**1,91**	1,14	2,22		**1,64**	0,98	1,91		**5,96**	3,58	6,95		**6,63**	3,98	7,73	
	ПС 150/35/10 Промислова	10 2Т		**1,34**	0,80	1,56		**1,42**	0,85	1,65		**1,89**	1,13	2,20		**1,57**	0,94	1,83		**1,27**	0,76	1,49		**1,42**	0,85	1,65	
17	ПС 150/35/10 Рубанівка		50,0	**10,41**	6,25	12,14	24,28	**11,85**	7,11	13,81	27,63	**11,95**	7,17	13,69	14,69	**12,82**	7,69	14,96	29,91	**9,20**	5,52	10,73	21,45	**10,22**	6,13	11,92	23,8
	ПС 150/35/10 Рубанівка	35 1Т		**7,19**	4,31	8,38		**7,41**	4,45	8,64		**7,90**	4,74	14,69		**8,99**	5,40	10,49		**6,67**	4,00	7,78		**7,41**	4,45	8,64	
	ПС 150/35/10 Рубанівка	10 1Т		**0,70**	0,42	0,82		**0,81**	0,49	0,95		**1,10**	0,66	15,69		**1,00**	0,60	1,17		**0,72**	0,43	0,84		**0,80**	0,48	0,94	
	ПС 150/35/10 Рубанівка	35 2Т		**2,47**	1,48	2,88		**3,51**	2,11	4,10		**2,85**	1,71	16,69		**2,73**	1,64	3,18		**1,73**	1,04	2,01		**1,92**	1,15	2,24	
	ПС 150/35/10 Рубанівка	10 2Т		**0,05**	0,03	0,06		**0,11**	0,07	0,13		**0,09**	0,05	17,69		**0,09**	0,06	0,11		**0,08**	0,05	0,09		**0,09**	0,05	0,11	
18	ПС 150/35/10 Трифонівка		40,0	**5,84**	3,51	6,81	17,03	**6,91**	4,14	8,06	20,14	**5,74**	3,47	6,71	16,78	**6,29**	3,80	7,36	18,39	**5,81**	3,44	6,76	16,89	**6,23**	3,74	7,27	18,2
	ПС 150/35/10 Трифонівка	35 1Т		**4,94**	2,96	5,76		**6,30**	3,78	7,35		**5,21**	3,13	6,08		**5,76**	3,46	6,72		**5,19**	3,11	6,05		**5,76**	3,46	6,72	
	ПС 150/35/10 Трифонівка	10 1Т		**0,90**	0,54	1,05		**0,60**	0,36	0,70		**0,53**	0,35	0,64		**0,53**	0,35	0,64		**0,63**	0,33	0,71		**0,47**	0,28	0,55	
19	ПС 150/35/6 ХНПЗ		120,0	**18,60**	11,16	21,69	18,08	**15,26**	9,16	17,80	14,83	**19,68**	11,81	22,95	19,12	**19,83**	11,90	23,12	19,27	**15,50**	9,30	18,07	15,06	**17,22**	10,33	20,08	16,7
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	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	
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	6 1Т		**2,37**	1,42	2,76		**1,61**	0,96	1,87		**3,61**	2,17	4,21		**3,46**	2,08	4,04		**1,82**	1,09	2,12		**2,02**	1,21	2,35	
	ПС 150/35/6 ХНПЗ	35 2Т		**16,23**	9,74	18,93		**13,65**	8,19	15,92		**16,06**	9,64	18,73		**16,36**	9,82	19,08		**13,68**	8,21	15,95		**15,20**	9,12	17,73	
	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	
20	ПС 150/35/10 Цюрупинська		103,0	**19,96**	11,97	23,27	22,60	**21,55**	12,93	25,14	24,40	**23,96**	14,38	27,95	27,13	**26,35**	15,81	30,73	29,84	**19,96**	11,97	23,27	22,60	**20,20**	12,12	23,56	22,9
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	35 1Т		**11,14**	6,69	13,00		**12,07**	7,24	14,07		**12,35**	7,41	14,40		**13,71**	8,23	15,99		**11,14**	6,69	13,00		**12,95**	7,77	15,10	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	10 1Т		**1,14**	0,69	1,33		**1,56**	0,93	1,81		**1,84**	1,10	2,14		**2,21**	1,33	2,58		**1,14**	0,69	1,33		**1,02**	0,61	1,19	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	35 2Т		**6,75**	4,05	7,87		**7,13**	4,28	8,31		**9,33**	5,60	10,88		**9,88**	5,93	11,52		**6,75**	4,05	7,87		**6,03**	3,62	7,04	
	ПС 150/35/10 Цюрупинська	10 2Т		**0,92**	0,55	1,08		**0,80**	0,48	0,94		**0,45**	0,27	0,53		**0,55**	0,33	0,64		**0,92**	0,55	1,08		**0,19**	0,11	0,22	
21	ПС 150/35/10 Чулаківська		50,0	**16,50**	9,90	19,25	38,49	**17,60**	10,56	20,52	41,05	**11,78**	7,07	13,73	27,47	**13,05**	7,83	15,22	30,44	**16,50**	9,90	19,25	38,49	**12,97**	7,78	15,13	30,3
	ПС 150/35/10 Чулаківська	35 1Т		**11,44**	6,87	13,35		**10,97**	6,58	12,80		**5,16**	3,10	6,02		**6,03**	3,62	7,04		**11,44**	6,87	13,35		**5,48**	3,29	6,39	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	10 1Т		**0,94**	0,57	1,10		**0,86**	0,52	1,01		**0,55**	0,33	0,64		**0,63**	0,38	0,74		**0,94**	0,57	1,10		**0,63**	0,38	0,74	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	35 2Т		**4,12**	2,47	4,80		**5,76**	3,46	6,72		**5,98**	3,59	6,98		**6,30**	3,78	7,35		**4,12**	2,47	4,80		**6,86**	4,11	8,00	
	ПС 150/35/10 Чулаківська	10 2Т		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**0,08**	0,05	0,09		**0,08**	0,05	0,09		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00	

№ за/п.	Назва ПС 35кВ	S вст., МВА	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.Лепетиські РЕМ																										
1	В.Лепетиха 35/10	12,6	**2,96**	1,78	3,45	27,41	**2,91**	1,75	3,40	26,95	**3,96**	2,37	4,61	36,61	**3,99**	2,39	4,65	36,89	**1,47**	0,88	1,71	13,58	**1,63**	0,98	1,90	15,09
2	М.Лепетиха 35/10	8,8	**0,41**	0,25	0,48	5,45	**0,34**	0,20	0,40	4,52	**0,39**	0,23	0,46	5,19	**0,48**	0,29	0,56	6,39	**0,17**	0,10	0,20	2,28	**0,19**	0,11	0,22	2,53
3	Миколаївка 35/10	6,3	**0,21**	0,13	0,25	3,90	**0,25**	0,15	0,29	4,65	**0,33**	0,20	0,39	6,13	**0,25**	0,15	0,29	4,65	**0,13**	0,08	0,15	2,34	**0,14**	0,08	0,16	2,60
4	В.Рогачик 35/10	8,0	**1,20**	0,72	1,40	17,56	**1,40**	0,84	1,63	20,34	**1,57**	0,94	1,83	22,83	**1,57**	0,94	1,83	22,83	**0,70**	0,42	0,82	10,25	**0,78**	0,47	0,91	11,39
5	Ушкалка 35/10	4,3	**0,33**	0,20	0,39	8,98	**0,41**	0,25	0,48	11,16	**0,42**	0,25	0,49	11,44	**0,45**	0,27	0,53	12,25	**0,21**	0,12	0,24	5,63	**0,23**	0,14	0,27	6,25
6	Первомаївка 35/10	2,5	**0,39**	0,23	0,46	18,26	**0,41**	0,25	0,48	19,20	**0,38**	0,23	0,44	17,80	**0,47**	0,28	0,55	22,01	**0,21**	0,12	0,24	9,68	**0,23**	0,14	0,27	10,75
7	Самойлівка 35/10	2,5	**0,09**	0,05	0,11	4,21	**0,12**	0,07	0,14	5,62	**0,12**	0,07	0,14	5,62	**0,16**	0,10	0,19	7,49	**0,06**	0,04	0,07	2,83	**0,07**	0,04	0,08	3,15
Високопільські РЕМ																										
8	Н.Воронцовська 35/10	8,0	**0,90**	0,54	1,05	13,2	**0,70**	0,42	0,82	10,2	**0,55**	0,33	0,64	8,0	**0,55**	0,33	0,64	8,00	**0,35**	0,21	0,41	5,2	**0,39**	0,24	0,46	5,74
9	Погранична 35/10	4,0	**0,30**	0,18	0,35	8,8	**0,30**	0,18	0,35	8,8	**0,30**	0,18	0,35	8,7	**0,35**	0,21	0,40	10,06	**0,15**	0,09	0,18	4,4	**0,17**	0,10	0,20	4,92
10	Хрещенівська 35/10	2,5	**0,20**	0,12	0,23	9,4	**0,10**	0,06	0,12	4,7	**0,39**	0,24	0,46	18,3	**0,41**	0,24	0,48	19,02	**0,05**	0,03	0,06	2,4	**0,06**	0,03	0,07	2,62
11	Осокорівська 35/10	2,5	**0,30**	0,18	0,35	14,0	**0,20**	0,12	0,23	9,4	**0,47**	0,28	0,55	22,0	**0,47**	0,28	0,55	21,95	**0,10**	0,06	0,12	4,7	**0,11**	0,07	0,13	5,24
12	Піонер 35/10	5,0	**0,30**	0,18	0,35	7,0	**0,30**	0,18	0,35	7,0	**0,20**	0,12	0,24	4,8	**0,22**	0,13	0,26	5,12	**0,15**	0,09	0,18	3,5	**0,17**	0,10	0,20	3,93
13	З.Балка 35/10 Т-1	2,5	**0,10**	0,06	0,12	4,7	**0,10**	0,06	0,12	4,7	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,05**	0,03	0,06	2,4	**0,06**	0,03	0,07	2,62
14	З.Балка 35/6 Т-3 (зрош.)	4,0	**0,80**	0,48	0,94	23,4	**0,80**	0,48	0,94	23,4	**0,25**	0,15	0,29	7,3	**0,25**	0,15	0,29	7,32	**0,40**	0,24	0,47	11,8	**0,45**	0,27	0,52	13,11
15	Біляївська 35/10	5,0	**0,20**	0,12	0,23	4,7	**0,20**	0,12	0,23	4,7	**0,71**	0,42	0,82	16,5	**0,71**	0,42	0,82	16,46	**0,10**	0,06	0,12	2,4	**0,11**	0,07	0,13	2,62
16	Янтарна 35/10	2,5	**0,70**	0,42	0,82	32,8	**0,60**	0,36	0,70	28,1	**0,39**	0,24	0,46	18,3	**0,39**	0,24	0,46	18,29	**0,30**	0,18	0,35	14,2	**0,34**	0,20	0,39	15,73
17	Світлічна 35/10	1,6	**0,30**	0,18	0,35	22,0	**0,20**	0,12	0,23	14,6	**0,36**	0,22	0,42	26,3	**0,39**	0,24	0,46	28,58	**0,10**	0,06	0,12	7,4	**0,11**	0,07	0,13	8,20
18	Гаврилівка 35/10	2,5	**0,40**	0,24	0,47	18,7	**0,40**	0,24	0,47	18,7	**0,36**	0,22	0,42	16,8	**0,36**	0,22	0,42	16,83	**0,20**	0,12	0,24	9,4	**0,22**	0,13	0,26	10,49
19	Воскресенівська 35/10	2,5	**0,30**	0,18	0,35	14,0	**0,30**	0,18	0,35	14,0	**0,17**	0,10	0,20	8,0	**0,19**	0,11	0,22	8,78	**0,15**	0,09	0,18	7,1	**0,17**	0,10	0,20	7,87
20	Червонофлотська 35/10	2,5	**0,20**	0,12	0,23	9,4	**0,10**	0,06	0,12	4,7	**0,17**	0,10	0,20	8,0	**0,19**	0,11	0,22	8,78	**0,05**	0,03	0,06	2,4	**0,06**	0,03	0,07	2,62
21	Новодмитровская 35/10	2,5	**0,60**	0,36	0,70	27,8	**0,45**	0,27	0,53	21,2	**0,44**	0,26	0,51	20,5	**0,47**	0,28	0,55	21,95	**0,23**	0,14	0,27	10,7	**0,25**	0,15	0,30	11,88
22	Б.Криниця 35/10	6,5	**0,50**	0,30	0,59	9,0	**0,38**	0,23	0,44	6,8	**0,56**	0,34	0,66	10,1	**0,58**	0,35	0,68	10,41	**0,19**	0,11	0,22	3,4	**0,21**	0,13	0,25	3,78
23	Калининская 35/10	5,0	**0,61**	0,37	0,71	14,3	**0,49**	0,29	0,57	11,3	**0,80**	0,48	0,93	18,7	**0,82**	0,49	0,95	19,02	**0,25**	0,15	0,29	5,7	**0,27**	0,16	0,32	6,35
24	В.Олександрівська 35/10	8,0	**1,65**	0,99	1,92	24,0	**1,80**	1,08	2,10	26,3	**2,26**	1,36	2,63	32,9	**2,59**	1,55	3,02	37,73	**0,91**	0,55	1,06	13,3	**1,01**	0,61	1,18	14,73
25	Н.Кубанська 35/10	3,6	**0,22**	0,13	0,26	7,1	**0,19**	0,11	0,22	6,1	**0,36**	0,22	0,42	11,7	**0,36**	0,22	0,42	11,69	**0,09**	0,06	0,11	3,1	**0,11**	0,06	0,12	3,41
26	Борозенська 35/10	5,0	**0,72**	0,43	0,84	16,8	**0,58**	0,35	0,68	13,5	**0,56**	0,34	0,66	13,2	**0,56**	0,34	0,66	13,17	**0,29**	0,18	0,34	6,8	**0,33**	0,20	0,38	7,58
27	Колос 35/10	1,6	**0,05**	0,03	0,05	3,4	**0,05**	0,03	0,05	3,4	**0,06**	0,04	0,07	4,6	**0,08**	0,05	0,09	5,72	**0,02**	0,01	0,03	1,7	**0,03**	0,02	0,03	1,92
28	Д.Брод 35/10	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,00
29	Вишнева 35/10	1,6	**0,14**	0,08	0,16	10,3	**0,13**	0,08	0,15	9,1	**0,24**	0,14	0,27	17,1	**0,27**	0,16	0,31	19,44	**0,06**	0,04	0,07	4,6	**0,07**	0,04	0,08	5,12
30	Високопільська 35/10	5,0	**0,91**	0,55	1,06	21,2	**0,71**	0,42	0,82	16,5	**1,46**	0,88	1,70	34,0	**1,57**	0,94	1,83	36,59	**0,36**	0,21	0,41	8,3	**0,40**	0,24	0,46	9,22
31	Архангельська 35/10	3,2	**0,75**	0,45	0,88	27,4	**0,63**	0,38	0,73	22,9	**0,83**	0,50	0,97	30,3	**0,78**	0,47	0,91	28,58	**0,32**	0,19	0,37	11,5	**0,35**	0,21	0,41	12,80
32	Вознесенівська 35/10	2,5	**0,16**	0,09	0,18	7,3	**0,14**	0,08	0,16	6,6	**0,19**	0,11	0,22	8,8	**0,20**	0,12	0,24	9,51	**0,07**	0,04	0,08	3,3	**0,08**	0,05	0,09	3,69
33	Кочубеївка 35/10	2,5	**0,28**	0,17	0,33	13,2	**0,25**	0,15	0,29	11,7	**0,55**	0,33	0,64	25,6	**0,47**	0,28	0,55	21,95	**0,13**	0,08	0,15	5,9	**0,14**	0,08	0,16	6,56
Геніческі РЕМ																										
34	Геническ 35/10 (тр-р 1Т)	10,0	**2,95**	1,77	3,44	34,42	**3,45**	2,07	4,03	40,27	**4,86**	2,92	5,67	56,66	**5,18**	3,11	6,04	60,41	**1,74**	1,04	2,03	20,30	**1,93**	1,16	2,26	22,55
35	Геническ 35/10 (тр-р 2Т)	10,0	**2,24**	1,34	2,61	26,11	**3,01**	1,81	3,51	35,12	**3,14**	1,89	3,66	36,64	**3,76**	2,26	4,39	43,90	**1,52**	0,91	1,77	17,70	**1,69**	1,01	1,97	19,67
36	Петрівка 35/10	2,5	**0,41**	0,25	0,48	19,20	**0,47**	0,28	0,55	22,01	**0,84**	0,51	0,98	39,34	**0,86**	0,52	1,01	40,27	**0,24**	0,14	0,28	11,09	**0,26**	0,16	0,31	12,33
37	Партизани 35/10	4,0	**0,59**	0,36	0,69	17,27	**0,72**	0,43	0,84	21,07	**1,00**	0,60	1,17	29,27	**0,90**	0,54	1,05	26,34	**0,36**	0,22	0,42	10,62	**0,40**	0,24	0,47	11,80
38	Н.Григорівка 35/10	4,1	**0,44**	0,27	0,52	12,56	**0,56**	0,34	0,66	15,99	**0,67**	0,40	0,78	19,13	**0,70**	0,42	0,82	19,99	**0,28**	0,17	0,33	8,06	**0,31**	0,19	0,37	8,95
39	Чонгар 35/10	5,0	**0,39**	0,23	0,46	9,13	**0,52**	0,31	0,61	12,18	**0,63**	0,38	0,74	14,75	**0,70**	0,42	0,82	16,39	**0,26**	0,16	0,31	6,14	**0,29**	0,18	0,34	6,82
40	Приазовська 35/10	6,5	**0,72**	0,43	0,84	12,97	**0,86**	0,52	1,01	15,49	**0,94**	0,57	1,10	16,93	**1,00**	0,60	1,17	18,01	**0,44**	0,26	0,51	7,81	**0,48**	0,29	0,56	8,67
41	Вікторівка 35/10	2,5	**0,34**	0,20	0,40	15,92	**0,36**	0,22	0,42	16,86	**0,47**	0,28	0,55	22,01	**0,55**	0,33	0,64	25,76	**0,18**	0,11	0,21	8,50	**0,20**	0,12	0,24	9,44
42	Озеряни 35/10	2,5	**0,05**	0,03	0,06	2,34	**0,05**	0,03	0,06	2,34	**0,09**	0,05	0,11	4,21	**0,05**	0,03	0,06	2,34	**0,03**	0,02	0,03	1,18	**0,03**	0,02	0,03	1,31
43	Генгірка 35/10	8,0	**2,53**	1,52	2,95	36,88	**1,76**	1,05	2,05	25,61	**0,47**	0,28	0,55	6,88	**0,58**	0,35	0,68	8,49	**0,89**	0,53	1,03	12,91	**0,98**	0,59	1,15	14,34

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

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
89	Богданівка 35/10	2,5	**0,27**	0,16	0,32	12,64	**0,20**	0,12	0,23	9,37	**0,22**	0,13	0,26	10,30	**0,30**	0,18	0,35	14,05	**0,10**	0,06	0,12	4,72	**0,11**	0,07	0,13	5,24
90	Горностаївка 35/10	6,5	**1,19**	0,72	1,39	21,43	**1,60**	0,96	1,86	28,64	**1,19**	0,72	1,39	21,43	**2,23**	1,34	2,60	39,99	**0,80**	0,48	0,94	14,43	**0,89**	0,54	1,04	16,04
91	Каїри 35/10	2,5	**0,63**	0,38	0,74	29,50	**0,45**	0,27	0,53	21,07	**0,70**	0,42	0,82	32,78	**0,75**	0,45	0,88	35,12	**0,23**	0,14	0,27	10,62	**0,25**	0,15	0,30	11,80
92	Ольгіно 35/10	2,5	**0,25**	0,15	0,29	11,71	**0,22**	0,13	0,26	10,30	**0,42**	0,25	0,49	19,67	**0,33**	0,20	0,39	15,45	**0,11**	0,07	0,13	5,19	**0,12**	0,07	0,14	5,77
93	Б.Благовіщенка 35/10	4,3	**0,53**	0,32	0,62	14,43	**0,52**	0,31	0,61	14,16	**0,23**	0,14	0,27	6,26	**0,31**	0,19	0,36	8,44	**0,26**	0,16	0,31	7,14	**0,29**	0,18	0,34	7,93
94	Константинівка 35/10	5,0	**0,70**	0,42	0,82	16,39	**0,78**	0,47	0,91	18,26	**0,86**	0,52	1,01	20,14	**0,75**	0,45	0,88	17,56	**0,39**	0,24	0,46	9,20	**0,44**	0,26	0,51	10,23
Н.Каховські РЕМ																										
95	Качкарівська 35/10	2,5	**0,59**	0,36	0,69	27,63	**0,58**	0,35	0,68	27,16	**0,59**	0,36	0,69	27,63	**0,63**	0,38	0,74	29,50	**0,29**	0,18	0,34	13,69	**0,33**	0,20	0,38	15,21
96	Софіївка 35/6 (зрош.)	4,0	**0,70**	0,42	0,82	20,49	**0,70**	0,42	0,82	20,49	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,35**	0,21	0,41	10,33	**0,39**	0,24	0,46	11,47
97	Космос 35/6 (зрош.)	8,0	**0,80**	0,48	0,94	11,71	**0,80**	0,48	0,94	11,71	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,40**	0,24	0,47	5,90	**0,45**	0,27	0,52	6,56
98	Н.Каїрська 35/10	1,0	**0,28**	0,17	0,33	32,78	**0,31**	0,19	0,36	36,29	**0,31**	0,19	0,36	36,29	**0,31**	0,19	0,36	36,29	**0,16**	0,09	0,18	18,29	**0,17**	0,10	0,20	20,32
99	Суханівська 35/10 (зрош.)	1,6	**0,08**	0,05	0,09	5,85	**0,06**	0,04	0,07	4,39	**0,08**	0,05	0,09	5,85	**0,06**	0,04	0,07	4,39	**0,03**	0,02	0,04	2,21	**0,03**	0,02	0,04	2,46
100	Н.Райська 35/10	5,0	**0,72**	0,43	0,84	16,86	**0,72**	0,43	0,84	16,86	**0,75**	0,45	0,88	17,56	**0,72**	0,43	0,84	16,86	**0,36**	0,22	0,42	8,50	**0,40**	0,24	0,47	9,44
101	Зоря 35/10	11,2	**1,96**	1,17	2,28	20,38	**2,28**	1,37	2,66	23,73	**3,29**	1,98	3,84	34,29	**3,29**	1,98	3,84	34,29	**1,15**	0,69	1,34	11,96	**1,28**	0,77	1,49	13,29
102	Високівська 35/10	6,5	**0,31**	0,19	0,36	5,58	**0,28**	0,17	0,33	5,04	**0,42**	0,25	0,49	7,56	**0,41**	0,25	0,48	7,38	**0,14**	0,09	0,17	2,54	**0,16**	0,09	0,18	2,82
103	Зміївка 35/10	5,0	**0,72**	0,43	0,84	16,86	**0,70**	0,42	0,82	16,39	**0,48**	0,29	0,56	11,24	**0,56**	0,34	0,66	13,11	**0,35**	0,21	0,41	8,26	**0,39**	0,24	0,46	9,18
104	Львівська 35/10/6	5,0	**0,45**	0,27	0,53	10,54	**0,47**	0,28	0,55	11,00	**0,64**	0,39	0,75	14,99	**0,63**	0,38	0,74	14,75	**0,24**	0,14	0,28	5,55	**0,26**	0,16	0,31	6,16
105	Тягинська 35/10	1,6	**0,44**	0,27	0,52	32,20	**0,42**	0,25	0,49	30,73	**0,52**	0,31	0,61	38,05	**0,42**	0,25	0,49	30,73	**0,21**	0,13	0,25	15,49	**0,24**	0,14	0,28	17,21
106	Раківська 35/10	2,5	**0,17**	0,10	0,20	7,96	**0,19**	0,11	0,22	8,90	**0,17**	0,10	0,20	7,96	**0,19**	0,11	0,22	8,90	**0,10**	0,06	0,11	4,48	**0,11**	0,06	0,12	4,98
107	Кіровська 35/10	5,0	**0,25**	0,15	0,29	5,85	**1,31**	0,78	1,52	30,44	**0,17**	0,10	0,20	3,98	**0,19**	0,11	0,22	4,45	**0,66**	0,39	0,77	15,34	**0,73**	0,44	0,85	17,05
108	Козацька 35/10	5,0	**2,01**	1,20	2,34	46,83	**2,07**	1,24	2,41	48,23	**1,49**	0,89	1,73	34,65	**1,76**	1,05	2,05	40,98	**1,04**	0,63	1,22	24,31	**1,16**	0,69	1,35	27,01
109	Ч.Маяк 35/10	2,5	**0,31**	0,19	0,36	14,52	**0,36**	0,22	0,42	16,86	**0,31**	0,19	0,36	14,52	**0,38**	0,23	0,44	17,80	**0,18**	0,11	0,21	8,50	**0,20**	0,12	0,24	9,44
110	Костирка 35/10	1,8	**0,20**	0,12	0,23	13,01	**0,17**	0,10	0,20	11,06	**0,19**	0,11	0,22	12,36	**0,17**	0,10	0,20	11,06	**0,09**	0,05	0,10	5,57	**0,10**	0,06	0,11	6,19
111	Заріченська 35/10	2,5	**0,44**	0,27	0,52	20,61	**0,45**	0,27	0,53	21,07	**0,53**	0,32	0,62	24,82	**0,55**	0,33	0,64	25,76	**0,23**	0,14	0,27	10,62	**0,25**	0,15	0,30	11,80
112	Порт 35/10	12,6	**1,05**	0,63	1,23	9,76	**1,40**	0,84	1,63	12,92	**1,76**	1,05	2,05	16,26	**2,14**	1,28	2,49	19,79	**0,70**	0,42	0,82	6,51	**0,78**	0,47	0,91	7,23
113	Дніпряни 35/10	2,5	**1,89**	1,13	2,20	88,04	**1,82**	1,09	2,12	84,76	**0,84**	0,51	0,98	39,34	**0,95**	0,57	1,11	44,49	**0,92**	0,55	1,07	42,72	**1,02**	0,61	1,19	47,47
114	Щорса 35/10 1Т	16,0	**1,45**	0,87	1,69	10,54	**1,28**	0,77	1,50	9,37	**1,90**	1,14	2,21	13,83	**2,10**	1,26	2,45	15,29	**0,65**	0,39	0,76	4,72	**0,72**	0,43	0,84	5,24
115	Щорса 35/10/6 2Т,3Т	20,0	**3,11**	1,87	3,63	18,15	**3,11**	1,87	3,63	18,15	**5,40**	3,24	6,30	31,49	**6,64**	3,98	7,74	38,69	**1,57**	0,94	1,83	9,15	**1,74**	1,05	2,03	10,16
116	Основа 35/10	12,6	**2,78**	1,67	3,24	25,74	**2,96**	1,78	3,45	27,41	**2,98**	1,79	3,48	27,60	**3,06**	1,84	3,57	28,34	**1,49**	0,90	1,74	13,81	**1,66**	1,00	1,93	15,35
117	Таврійська 35/10	5,6	**0,23**	0,14	0,27	4,81	**0,11**	0,07	0,13	2,30	**0,33**	0,20	0,39	6,90	**0,11**	0,07	0,13	2,30	**0,06**	0,03	0,06	1,16	**0,06**	0,04	0,07	1,29
Новотроїцькі РЕМ																										
118	Громівка 35/10	6,5	**0,86**	0,52	1,01	15,48	**1,22**	0,98	1,57	24,11	**1,02**	0,61	1,19	18,29	**1,18**	0,71	1,37	21,11	**0,62**	0,37	0,72	11,06	**0,69**	0,41	0,80	12,29
119	Василівка 35/10	2,5	**0,17**	0,10	0,20	8,05	**0,19**	0,15	0,24	9,64	**0,20**	0,12	0,24	9,51	**0,20**	0,12	0,24	9,51	**0,09**	0,06	0,11	4,43	**0,11**	0,06	0,12	4,92
120	Н.Михайлівка 35/10	2,5	**0,33**	0,20	0,38	15,37	**0,44**	0,35	0,56	22,50	**0,36**	0,22	0,42	16,83	**0,42**	0,25	0,49	19,76	**0,22**	0,13	0,26	10,33	**0,25**	0,15	0,29	11,47
121	Отрадівка 35/10	1,6	**0,55**	0,33	0,64	40,02	**0,56**	0,45	0,72	45,20	**0,36**	0,22	0,42	26,30	**0,52**	0,31	0,60	37,73	**0,28**	0,17	0,33	20,74	**0,32**	0,19	0,37	23,05
122	Подове 35/10	5,0	**0,33**	0,20	0,38	7,68	**0,42**	0,34	0,54	10,85	**0,45**	0,27	0,53	10,61	**0,52**	0,31	0,60	12,07	**0,21**	0,13	0,25	4,98	**0,24**	0,14	0,28	5,53
123	Попелак 35/10	2,5	**0,28**	0,17	0,33	13,17	**0,31**	0,25	0,40	16,07	**0,25**	0,15	0,29	11,71	**0,28**	0,17	0,33	13,17	**0,16**	0,09	0,18	7,38	**0,18**	0,11	0,20	8,20
124	Сиваши 35/10	6,5	**0,94**	0,56	1,10	16,89	**1,02**	0,82	1,31	20,09	**0,78**	0,47	0,91	14,07	**0,86**	0,52	1,01	15,48	**0,51**	0,31	0,60	9,22	**0,57**	0,34	0,67	10,24
125	Федорівка 35/10	5,0	**0,53**	0,32	0,62	12,44	**0,55**	0,44	0,70	14,06	**0,31**	0,19	0,37	7,32	**0,39**	0,24	0,46	9,15	**0,28**	0,17	0,32	6,45	**0,31**	0,18	0,36	7,17
126	Чкалове 35/10	6,5	**0,56**	0,34	0,66	10,13	**0,67**	0,54	0,86	13,29	**0,80**	0,48	0,93	14,35	**0,86**	0,52	1,01	15,48	**0,34**	0,20	0,40	6,10	**0,38**	0,23	0,44	6,78
Скадовські РЕМ																										
127	Скадовська 35/10	20,0	**6,62**	3,97	7,72	38,60	**6,04**	3,62	7,04	35,21	**5,54**	3,32	6,46	32,29	**5,47**	3,28	6,38	31,92	**3,34**	2,00	3,89	19,45	**3,71**	2,22	4,32	21,61
128	Приморська 35/10	6,5	**0,55**	0,33	0,64	9,85	**0,49**	0,29	0,57	8,72	**0,49**	0,29	0,57	8,72	**0,52**	0,31	0,60	9,29	**0,28**	0,17	0,32	4,96	**0,31**	0,18	0,36	5,52
129	Грушівка 35/10	4,1	**0,28**	0,17	0,33	8,03	**0,24**	0,14	0,27	6,69	**0,35**	0,21	0,40	9,82	**0,36**	0,22	0,42	10,26	**0,14**	0,09	0,17	4,05	**0,16**	0,09	0,18	4,50
130	Таврія 35/10	6,5	**0,39**	0,24	0,46	7,04	**0,36**	0,22	0,42	6,47	**0,31**	0,19	0,37	5,63	**0,35**	0,21	0,40	6,19	**0,20**	0,12	0,23	3,55	**0,22**	0,13	0,26	3,94
131	Н.Миколаївка 35/10	6,5	**0,63**	0,38	0,73	11,26	**0,63**	0,38	0,73	11,26	**0,53**	0,32	0,62	9,57	**0,55**	0,33	0,64	9,85	**0,32**	0,19	0,37	5,67	**0,35**	0,21	0,41	6,30
132	Красна 35/10	8,0	**0,78**	0,47	0,91	11,43	**0,67**	0,40	0,79	9,83	**0,74**	0,44	0,86	10,75	**0,71**	0,42	0,82	10,29	**0,40**	0,24	0,46	5,76	**0,44**	0,26	0,51	6,40
133	Н.Російська 35/10	5,0	**0,28**	0,17	0,33	6,59	**0,25**	0,15	0,29	5,85	**0,41**	0,24	0,48	9,51	**0,39**	0,24	0,46	9,15	**0,14**	0,09	0,17	3,32	**0,16**	0,09	0,18	3,69
134	Молодіжна 35/10	10,3	**2,51**	1,51	2,93	28,42	**2,35**	1,41	2,74	26,64	**1,29**	0,77	1,50	14,56	**1,32**	0,79	1,54	14,92	**1,26**	0,76	1,48	14,32	**1,41**	0,84	1,64	15,91
135	Михайлівка 35/10	2,5	**0,41**	0,24	0,48	19,02	**0,41**	0,24	0,48	19,02	**0,39**	0,24	0,46	18,29	**0,36**	0,22	0,42	16,83	**0,21**	0,12	0,24	9,59	**0,23**	0,14	0,27	10,65
136	Птахівка 35/10	2,5	**0,63**	0,38	0,73	29,27	**0,55**	0,33	0,64	25,61	**0,44**	0,26	0,51	20,49	**0,56**	0,34	0,66	26,34	**0,32**	0,19	0,37	14,75	**0,35**	0,21	0,41	16,39
137	Берегова 35/10	5,0	**0,39**	0,24	0,46	9,15	**0,36**	0,22	0,42	8,41	**0,36**	0,22	0,42	8,41	**0,33**	0,20	0,38	7,68	**0,20**	0,12	0,23	4,61	**0,22**	0,13	0,26	5,12
138	Морська 35/10	6,5	**0,03**	0,02	0,04	0,56	**0,03**	0,02	0,04	0,56	**0,02**	0,01	0,02	0,28	**0,02**	0,01	0,02	0,28	**0,02**	0,01	0,02	0,28	**0,02**	0,01	0,02	0,32
139	Широка 35/10	2,5	**0,77**	0,46	0,90	35,85	**0,71**	0,42	0,82	32,93	**0,60**	0,36	0,70	27,81	**0,58**	0,35	0,68	27,07	**0,39**	0,23	0,45	18,07	**0,43**	0,26	0,50	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
Олешківські РЕМ																										
140	Лісна 35/10	10,3	**2,51**	1,51	2,93	28,42	**3,14**	1,88	3,66	35,52	**3,37**	2,02	3,93	38,18	**3,61**	2,16	4,21	40,85	**1,26**	0,76	1,48	14,32	**1,41**	0,84	1,64	15,91
141	Б.Копані 35/10	6,5	**1,49**	0,89	1,74	26,74	**1,55**	0,93	1,81	27,86	**1,65**	0,99	1,92	29,55	**2,04**	1,22	2,38	36,59	**0,75**	0,45	0,88	13,47	**0,83**	0,50	0,97	14,97
142	Подокалинівка 35/10	1,6	**0,58**	0,35	0,68	42,30	**0,39**	0,24	0,46	28,58	**0,28**	0,17	0,33	20,58	**0,39**	0,24	0,46	28,58	**0,29**	0,18	0,34	21,32	**0,33**	0,20	0,38	23,69
143	Тарасівка 35/10	3,5	**0,86**	0,52	1,01	28,75	**0,55**	0,33	0,64	18,29	**0,72**	0,43	0,84	24,04	**0,82**	0,49	0,95	27,18	**0,43**	0,26	0,51	14,49	**0,48**	0,29	0,56	16,10
144	Брилівка 35/10	8,0	**0,61**	0,37	0,71	8,92	**0,77**	0,46	0,90	11,20	**0,94**	0,56	1,10	13,72	**1,10**	0,66	1,28	16,01	**0,31**	0,18	0,36	4,49	**0,34**	0,21	0,40	4,99
145	Н.Маячка 35/10	8,0	**1,84**	1,10	2,14	26,75	**2,42**	1,45	2,82	35,21	**1,63**	0,98	1,90	23,78	**1,84**	1,10	2,14	26,75	**0,92**	0,55	1,08	13,48	**1,03**	0,62	1,20	14,98
146	Ст.Маячка 35/10	2,5	**1,24**	0,74	1,45	57,81	**0,86**	0,52	1,01	40,24	**0,58**	0,35	0,68	27,07	**0,71**	0,42	0,82	32,93	**0,62**	0,37	0,73	29,13	**0,69**	0,42	0,81	32,37
147	Костогризово 35/10	3,2	**0,35**	0,21	0,40	12,58	**0,41**	0,24	0,48	14,86	**0,31**	0,19	0,37	11,43	**0,39**	0,24	0,46	14,29	**0,17**	0,10	0,20	6,34	**0,19**	0,12	0,23	7,04
148	К.Лагері 35/10	5,0	**1,60**	0,96	1,87	37,32	**1,35**	0,81	1,57	31,46	**1,10**	0,66	1,28	25,61	**1,27**	0,76	1,48	29,63	**0,81**	0,48	0,94	18,81	**0,90**	0,54	1,04	20,90
149	Раденська 35/10	2,5	**0,97**	0,58	1,13	45,37	**1,02**	0,61	1,19	47,56	**1,10**	0,66	1,28	51,22	**1,02**	0,61	1,19	47,56	**0,49**	0,29	0,57	22,86	**0,54**	0,33	0,64	25,41
Чаплинські РЕМ																										
150	Чаплинка 35/10	15,9	**2,76**	1,66	3,22	20,25	**2,21**	1,33	2,58	16,22	**2,67**	1,60	3,11	19,56	**3,14**	1,88	3,66	23,01	**1,11**	0,67	1,30	8,18	**1,24**	0,74	1,44	9,08
151	Григорівка 35/10	5,0	**0,66**	0,40	0,77	15,37	**0,72**	0,43	0,84	16,83	**0,72**	0,43	0,84	16,83	**1,02**	0,61	1,19	23,78	**0,36**	0,22	0,42	8,48	**0,40**	0,24	0,47	9,42
152	Асканія Нова 35/10	8,0	**0,77**	0,46	0,90	11,27	**0,81**	0,49	0,95	11,85	**1,16**	0,70	1,35	16,92	**1,24**	0,74	1,45	18,06	**0,41**	0,25	0,48	5,97	**0,46**	0,27	0,53	6,64
153	К.Володимирівка 35/10	8,0	**1,10**	0,66	1,28	16,01	**1,00**	0,60	1,17	14,63	**0,50**	0,30	0,59	7,32	**0,63**	0,38	0,73	9,15	**0,51**	0,30	0,59	7,38	**0,56**	0,34	0,66	8,20
154	Шевченко 35/10	1,8	**0,41**	0,24	0,48	26,42	**0,28**	0,17	0,33	18,29	**0,44**	0,26	0,51	28,46	**0,50**	0,30	0,59	32,52	**0,14**	0,09	0,17	9,22	**0,16**	0,09	0,18	10,24
155	Балтазарівка 35/10	2,5	**0,44**	0,26	0,51	20,49	**0,27**	0,16	0,31	12,44	**0,35**	0,21	0,40	16,10	**0,45**	0,27	0,53	21,22	**0,13**	0,08	0,16	6,27	**0,15**	0,09	0,17	6,97
156	Хрестівка 35/10	2,5	**0,85**	0,51	0,99	39,51	**0,71**	0,42	0,82	32,93	**0,58**	0,35	0,68	27,07	**0,67**	0,40	0,79	31,46	**0,36**	0,21	0,41	16,60	**0,40**	0,24	0,46	18,44
157	Хлібодарівка 35/10	2,5	**0,35**	0,21	0,41	16,39	**0,40**	0,24	0,47	18,73	**0,55**	0,33	0,64	25,76	**0,60**	0,36	0,70	28,10	**0,18**	0,11	0,21	8,52	**0,22**	0,13	0,26	10,49
158	Строганівка 35/10	2,5	**0,36**	0,22	0,42	16,83	**0,31**	0,19	0,37	14,63	**0,44**	0,26	0,51	20,49	**0,49**	0,29	0,57	22,68	**0,16**	0,09	0,18	7,38	**0,18**	0,11	0,20	8,20
159	Маркеєво 35/10	1,6	**0,05**	0,03	0,05	3,43	**0,05**	0,03	0,05	3,43	**0,08**	0,05	0,09	5,72	**0,08**	0,05	0,09	5,72	**0,02**	0,01	0,03	1,73	**0,03**	0,02	0,03	1,92
160	Каланчак 35/10	12,6	**1,84**	1,10	2,14	16,99	**2,46**	1,48	2,87	22,79	**2,65**	1,59	3,09	24,54	**2,48**	1,49	2,89	22,94	**1,24**	0,74	1,45	11,49	**1,38**	0,83	1,61	12,76
161	Привілля 35/10	2,5	**1,05**	0,63	1,23	49,02	**0,88**	0,53	1,02	40,98	**0,71**	0,42	0,82	32,93	**0,88**	0,53	1,02	40,98	**0,44**	0,27	0,52	20,65	**0,49**	0,30	0,57	22,95
162	Ключева 35/10	2,5	**0,58**	0,35	0,68	27,07	**0,49**	0,29	0,57	22,68	**0,52**	0,31	0,60	24,15	**0,60**	0,36	0,70	27,81	**0,25**	0,15	0,29	11,43	**0,27**	0,16	0,32	12,70
163	Н.Київка 35/10	1,8	**0,25**	0,15	0,29	16,26	**0,28**	0,17	0,33	18,29	**0,25**	0,15	0,29	16,26	**0,27**	0,16	0,31	17,28	**0,14**	0,09	0,17	9,22	**0,16**	0,09	0,18	10,24
164	Ч.Чабан 35/10	2,5	**0,27**	0,16	0,31	12,44	**0,30**	0,18	0,35	13,90	**0,33**	0,20	0,38	15,37	**0,39**	0,24	0,46	18,29	**0,15**	0,09	0,18	7,01	**0,17**	0,10	0,19	7,79
165	Мирна 35/10	8,1	**0,50**	0,30	0,59	7,23	**0,35**	0,21	0,40	4,97	**0,39**	0,24	0,46	5,65	**0,55**	0,33	0,64	7,90	**0,17**	0,10	0,20	2,50	**0,19**	0,12	0,23	2,78
Херсонські РЕМ																										
166	Комсомольська 35/6 1Т	16,0	**4,15**	2,49	4,84	30,22	**3,64**	2,19	4,25	26,56	**9,46**	5,67	11,03	68,93	**9,67**	5,80	11,27	70,46	**1,84**	1,10	2,14	13,39	**2,04**	1,22	2,38	14,87
167	Комсомольська 35/6 2Т	16,0	**5,48**	3,29	6,39	39,95	**4,62**	2,77	5,39	33,66	**5,63**	3,38	6,57	41,05	**5,15**	3,09	6,01	37,54	**2,33**	1,40	2,71	16,96	**2,59**	1,55	3,02	18,85
168	Бетонверф 35/6 1Т	6,3	**0,32**	0,19	0,37	5,95	**0,30**	0,18	0,35	5,57	**0,46**	0,28	0,54	8,55	**0,51**	0,31	0,60	9,48	**0,15**	0,09	0,18	2,81	**0,17**	0,10	0,20	3,12
169	Бетонверф 35/6 2Т	6,3	**1,05**	0,63	1,23	19,51	**0,22**	0,13	0,26	4,09	**0,34**	0,20	0,40	6,32	**0,59**	0,36	0,69	10,96	**0,11**	0,07	0,13	2,06	**0,12**	0,07	0,14	2,29
170	Кіндійська 35/6	20,0	**3,58**	2,15	4,18	20,90	**3,34**	2,01	3,90	19,49	**6,39**	3,84	7,46	37,29	**6,06**	3,64	7,07	35,36	**1,68**	1,01	1,96	9,82	**1,87**	1,12	2,18	10,92
171	Консервна 35/6 1Т	7,5	**3,36**	2,02	3,92	52,29	**2,31**	1,39	2,69	35,90	**2,55**	1,53	2,97	39,65	**2,17**	1,30	2,53	33,72	**1,16**	0,70	1,36	18,09	**1,29**	0,78	1,51	20,11
172	Консервна 35/6 2Т	10,0	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,70**	0,42	0,82	8,20	**0,65**	0,39	0,76	7,61	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,00**	0,00	0,00	0,00
173	Оч.Спорудт 35/6 1Т	10,0	**1,99**	1,19	2,32	23,18	**2,01**	1,20	2,34	23,41	**1,09**	0,66	1,28	12,76	**1,24**	0,75	1,45	14,52	**1,01**	0,61	1,18	11,80	**1,12**	0,67	1,31	13,11
174	Оч.Споруди 35/6 2Т	10,0	**0,77**	0,46	0,90	9,01	**0,87**	0,52	1,02	10,19	**2,14**	1,28	2,49	24,94	**2,45**	1,47	2,86	28,57	**0,44**	0,26	0,51	5,13	**0,49**	0,29	0,57	5,70
175	Текстильна 35/6 1Т	16,0	**6,13**	3,68	7,15	44,71	**6,66**	3,99	7,76	48,51	**8,43**	5,06	9,83	61,46	**9,39**	5,63	10,95	68,42	**3,35**	2,01	3,91	24,45	**3,73**	2,24	4,35	27,17
176	Текстильна 35/6 2Т	16,0	**4,33**	2,60	5,05	31,54	**4,98**	2,99	5,81	36,29	**8,29**	4,98	9,67	60,44	**9,86**	5,91	11,50	71,85	**2,51**	1,51	2,93	18,29	**2,79**	1,67	3,25	20,32
177	Дзержинська 35/6 1Т	16,0	**4,00**	2,40	4,66	29,12	**3,06**	1,84	3,57	22,32	**1,55**	0,93	1,80	11,27	**2,16**	1,30	2,52	15,73	**1,54**	0,93	1,80	11,25	**1,71**	1,03	2,00	12,50
178	Дзержинська 35/6 2Т	16,0	**2,30**	1,38	2,68	16,76	**0,70**	0,42	0,82	5,12	**1,32**	0,79	1,53	9,59	**1,47**	0,88	1,71	10,68	**0,35**	0,21	0,41	2,58	**0,39**	0,24	0,46	2,87
179	Заводська 35/6 1Т	16,0	**2,82**	1,69	3,29	20,56	**3,06**	1,84	3,57	22,32	**3,06**	1,84	3,57	22,32	**2,51**	1,51	2,93	18,29	**1,54**	0,93	1,80	11,25	**1,71**	1,03	2,00	12,50
180	Заводська 35/6 2Т	16,0	**0,60**	0,36	0,70	4,39	**0,66**	0,40	0,77	4,83	**1,56**	0,93	1,81	11,34	**1,76**	1,05	2,05	12,80	**0,33**	0,20	0,39	2,43	**0,37**	0,22	0,43	2,70
181	Будівельна 35/6 1Т	7,5	**1,46**	0,87	1,70	22,63	**1,15**	0,69	1,35	17,95	**1,41**	0,84	1,64	21,85	**1,56**	0,93	1,81	24,20	**0,58**	0,35	0,68	9,05	**0,65**	0,39	0,75	10,05
182	Будівельна 35/6 2Т	6,3	**2,11**	1,26	2,46	39,02	**1,88**	1,13	2,19	34,75	**1,31**	0,78	1,52	24,16	**1,41**	0,84	1,64	26,02	**0,95**	0,57	1,10	17,51	**1,05**	0,63	1,23	19,46
183	Дніпровська 35/6 1Т	16,0	**3,11**	1,87	3,63	22,68	**2,50**	1,50	2,92	18,22	**6,16**	3,70	7,19	44,93	**5,16**	3,10	6,02	37,61	**1,26**	0,76	1,47	9,18	**1,40**	0,84	1,63	10,20
184	Дніпровська 35/6 2Т	16,0	**3,21**	1,93	3,75	23,41	**1,97**	1,18	2,29	14,34	**5,94**	3,57	6,93	43,32	**5,21**	3,13	6,08	37,98	**0,99**	0,60	1,16	7,23	**1,10**	0,66	1,29	8,03
185	Кошова 35/6 1Т	6,3	**2,51**	1,51	2,93	46,46	**2,93**	1,76	3,42	54,26	**3,31**	1,99	3,86	61,32	**3,46**	2,08	4,04	64,11	**1,31**	0,78	1,52	24,16	**1,64**	0,98	1,91	30,39
186	Кошова 35/6 2Т	6,3	**2,37**	1,42	2,76	43,86	**2,37**	1,42	2,76	43,86	**2,77**	1,66	3,23	51,29	**2,73**	1,64	3,18	50,55	**1,23**	0,74	1,44	22,81	**1,33**	0,80	1,55	24,56
187	Острівна 35/6 1Т	10,0	**2,34**	1,40	2,73	27,28	**2,21**	1,33	2,58	25,76	**2,51**	1,51	2,93	29,27	**2,86**	1,72	3,34	33,37	**1,11**	0,67	1,30	12,98	**1,24**	0,74	1,44	14,42
188	Острівна 35/6 2Т	10,0	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,10**	0,06	0,12	1,17	**0,43**	0,26	0,50	5,03	**0,44**	0,27	0,52	5,15	**0,05**	0,03	0,06	0,59	**0,06**	0,03	0,07	0,66

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

Таблиця 8.5 — 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.							
				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**
1	ПС 150/35/10 Бериславська		50,0	**7,77**	4,66	9,06	18,12	**8,57**	5,14	10,00	20,00	**9,08**	5,45	10,59	21,18	**9,08**	5,45	10,59	21,18	**4,70**	2,82	5,48	10,97	**5,23**	3,14	6,09	12,2
	ПС 150/35/10 Бериславська	35 1Т		**1,71**	1,03	2,00		**2,12**	1,27	2,47		**1,01**	0,61	1,18		**1,06**	0,64	1,24		**0,69**	0,41	0,80		**0,77**	0,46	0,89	
	ПС 150/35/10 Бериславська	10 1Т		**1,61**	0,97	1,88		**1,71**	1,03	2,00		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**0,68**	0,41	0,79		**0,76**	0,45	0,88	
	ПС 150/35/10 Бериславська	35 2Т		**4,44**	2,66	5,18		**4,74**	2,84	5,53		**4,84**	2,91	5,65		**5,70**	3,42	6,65		**3,18**	1,91	3,71		**3,53**	2,12	4,12	
	ПС 150/35/10 Бериславська	10 2Т		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**3,23**	1,94	3,76		**2,32**	1,39	2,71		**0,15**	0,09	0,18		**0,17**	0,10	0,20	
2	ПС 150/35/10 Виноградово		80,0	**27,61**	16,57	32,20	40,25	**30,92**	18,55	36,06	45,07	**24,51**	14,71	28,59	35,74	**28,59**	17,15	33,34	41,68	**27,61**	16,57	32,20	40,25	**23,68**	14,21	27,61	34,5
	ПС 150/35/10 Виноградово	35 1Т		**10,39**	6,23	12,12		**11,30**	6,78	13,18		**11,50**	6,90	13,41		**13,52**	8,11	15,76		**10,39**	6,23	12,12		**7,06**	4,24	8,24	
	ПС 150/35/10 Виноградово	10 1Т		**1,18**	0,71	1,38		**1,26**	0,76	1,47		**0,81**	0,48	0,94		**0,95**	0,57	1,11		**1,18**	0,71	1,38		**0,00**	0,00	0,00	
	ПС 150/35/10 Виноградово	35 2Т		**16,04**	9,62	18,71		**18,36**	11,02	21,41		**12,21**	7,32	14,24		**14,12**	8,47	16,47		**16,04**	9,62	18,71		**16,04**	9,62	18,71	
	ПС 150/35/10 Виноградово	10 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		**0,58**	0,35	0,67	
3	ПС 150/35/10 ГНС КЗС		176,0	**38,88**	23,33	45,34	25,76	**45,80**	27,48	53,41	30,35	**8,47**	5,08	9,88	5,62	**8,59**	5,15	10,01	5,69	**8,61**	5,16	10,04	5,70	**9,56**	5,74	11,15	6,3
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	35 1Т		**5,51**	3,30	6,42		**11,80**	7,08	13,76		**2,48**	1,49	2,89		**2,48**	1,49	2,89		**3,48**	2,09	4,06		**3,86**	2,32	4,51	
	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	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 2Т		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**0,08**	0,05	0,09		**0,08**	0,05	0,09		**0,99**	0,59	1,15		**1,10**	0,66	1,28	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 3Т		**20,96**	12,58	24,45		**30,67**	18,40	35,76		**3,16**	1,89	3,68		**3,00**	1,80	3,49		**1,42**	0,85	1,65		**1,57**	0,94	1,84	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	35 4Т		**12,41**	7,45	14,47		**3,33**	2,00	3,88		**2,75**	1,65	3,21		**3,03**	1,82	3,53		**2,72**	1,63	3,18		**3,03**	1,82	3,53	
	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	
4	ПС 150/35/6 ГНС СЗС		25,0	**17,82**	10,69	20,78	83,11	**15,74**	9,44	18,35	73,41	**0,22**	0,13	0,26	1,04	**0,22**	0,13	0,26	1,04	**0,79**	0,47	0,92	3,68	**0,88**	0,53	1,02	4,1
	ПС 150/35/6 ГНС СЗС	35 2Т		**13,78**	8,27	16,07		**12,71**	7,63	14,82		**0,22**	0,13	0,26		**0,22**	0,13	0,26		**0,79**	0,47	0,92		**0,88**	0,53	1,02	
	ПС 150/35/6 ГНС СЗС	6 2Т		**4,04**	2,42	4,71		**3,03**	1,82	3,53		**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		80,0	**44,50**	26,70	51,89	64,87	**46,62**	27,97	54,37	67,96	**6,54**	3,92	7,62	9,53	**7,51**	4,50	8,75	10,94	**8,53**	5,12	9,95	12,44	**9,48**	5,87	11,15	13,9
	ПС 150/35/10 Дудчино	35 1Т		**22,05**	13,23	25,72		**23,15**	13,89	27,00		**2,72**	1,63	3,18		**3,13**	1,88	3,65		**3,83**	2,30	4,47		**3,83**	2,30	4,47	
	ПС 150/35/10 Дудчино	10 1Т		**0,30**	0,18	0,35		**0,25**	0,15	0,29		**0,20**	0,12	0,24		**0,24**	0,15	0,28		**0,08**	0,05	0,10		**0,09**	0,05	0,11	
	ПС 150/35/10 Дудчино	35 2Т		**22,05**	13,23	25,72		**23,15**	13,89	27,00		**3,53**	2,12	4,12		**4,04**	2,42	4,71		**4,84**	2,91	5,65		**5,51**	3,49	6,52	
	ПС 150/35/10 Дудчино	10 2Т		**0,09**	0,05	0,11		**0,06**	0,04	0,07		**0,08**	0,05	0,09		**0,10**	0,06	0,12		**0,05**	0,03	0,05		**0,05**	0,03	0,06	
6	ПС 150/35/6 Карантинна		80,0	**15,13**	9,08	17,65	22,06	**15,13**	9,08	17,65	22,06	**33,69**	17,69	38,06	47,57	**33,29**	17,55	37,64	47,04	**11,76**	7,05	13,71	17,14	**13,06**	7,84	15,24	19,0
	ПС 150/35/6 Карантинна	35 1Т		**1,01**	0,61	1,18		**1,01**	0,61	1,18		**9,48**	5,69	11,06		**10,20**	6,12	11,89		**0,30**	0,18	0,35		**6,31**	3,78	7,35	
	ПС 150/35/6 Карантинна	6 1Т		**3,23**	1,94	3,76		**3,23**	1,94	3,76		**4,64**	1,71	4,95		**5,25**	1,87	5,57		**2,78**	1,67	3,25		**3,03**	1,82	3,53	
	ПС 150/35/6 Карантинна	35 2Т		**7,67**	4,60	8,94		**7,67**	4,60	8,94		**14,53**	8,47	16,82		**13,23**	7,94	15,42		**5,65**	3,39	6,59		**0,30**	0,18	0,35	
	ПС 150/35/6 Карантинна	6 2Т		**3,23**	1,94	3,76		**3,23**	1,94	3,76		**5,04**	1,82	5,36		**4,64**	1,61	4,91		**3,03**	1,82	3,53		**3,43**	2,06	4,00	
7	ПС 150/35/6 Комбайнова		126,0	**3,43**	2,06	4,00	3,17	**2,22**	1,33	2,59	2,05	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**2,52**	1,51	2,94	2,33	**2,52**	1,51	2,94	2,3
	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	
	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		**2,52**	1,51	2,94		**2,52**	1,51	2,94	
	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	
	ПС 150/35/6 Комбайнова	6 2Т		**3,43**	2,06	4,00		**2,22**	1,33	2,59		**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		64,0	**6,70**	4,02	7,81	12,21	**8,83**	5,30	10,29	16,08	**10,09**	6,05	11,76	18,38	**12,38**	7,43	14,44	22,56	**8,09**	4,85	9,43	14,74	**8,99**	5,39	10,48	16,4
	ПС 150/10/10 Комунальна	1сш10		**2,83**	1,70	3,31		**4,02**	2,41	4,68		**3,78**	2,27	4,41		**4,73**	2,84	5,52		**3,61**	2,17	4,21		**4,02**	2,41	4,68	
	ПС 150/10/10 Комунальна	3сш10		**0,55**	0,33	0,65		**0,55**	0,33	0,65		**1,74**	1,04	2,02		**1,90**	1,14	2,21		**0,57**	0,34	0,67		**0,64**	0,38	0,74	
	ПС 150/10/10 Комунальна	2сш10		**1,26**	0,76	1,47		**1,82**	1,09	2,12		**2,05**	1,23	2,39		**2,75**	1,65	3,21		**1,71**	1,02	1,99		**1,90**	1,14	2,21	
	ПС 150/10/10 Комунальна	4сш10		**2,05**	1,23	2,39		**2,44**	1,46	2,85		**2,52**	1,51	2,94		**3,00**	1,80	3,49		**2,20**	1,32	2,56		**2,44**	1,46	2,85	
9	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка		50,0	**20,82**	12,49	24,28	48,57	**19,62**	11,77	22,88	45,77	**12,30**	7,38	14,34	28,68	**12,24**	7,34	14,27	28,54	**9,93**	5,96	11,58	23,17	**11,04**	6,62	12,87	25,7
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 1Т		**14,63**	8,78	17,06		**13,22**	7,93	15,41		**7,94**	4,76	9,26		**8,43**	5,06	9,84		**6,20**	3,72	7,23		**6,89**	4,13	8,04	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 1Т		**0,99**	0,59	1,15		**1,48**	0,89	1,73		**2,00**	1,20	2,33		**2,24**	1,34	2,61		**0,96**	0,58	1,12		**1,07**	0,64	1,25	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 2Т		**4,68**	2,81	5,46		**4,14**	2,48	4,82		**1,21**	0,73	1,41		**0,42**	0,25	0,49		**2,23**	1,34	2,60		**2,48**	1,49	2,89	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 2Т		**0,52**	0,31	0,61		**0,79**	0,47	0,92		**1,15**	0,69	1,34		**1,14**	0,68	1,33		**0,54**	0,32	0,62		**0,60**	0,36	0,69	

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

№ 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.Лепетиські РЕМ																										
1	В.Лепетиха 35/10	12,6	**2,98**	1,79	3,47	27,54	**2,93**	1,76	3,41	27,08	**3,97**	2,38	4,64	36,79	**4,01**	2,40	4,67	37,07	**1,47**	0,88	1,72	13,65	**1,64**	0,98	1,91	15,16
2	М.Лепетиха 35/10	8,8	**0,41**	0,25	0,48	5,48	**0,34**	0,21	0,40	4,55	**0,39**	0,24	0,46	5,21	**0,48**	0,29	0,56	6,42	**0,17**	0,10	0,20	2,29	**0,19**	0,12	0,22	2,55
3	Миколаївка 35/10	6,3	**0,21**	0,13	0,25	3,92	**0,25**	0,15	0,29	4,67	**0,33**	0,20	0,39	6,16	**0,25**	0,15	0,29	4,67	**0,13**	0,08	0,15	2,35	**0,14**	0,08	0,16	2,61
4	В.Рогачик 35/10	8,0	**1,21**	0,73	1,41	17,65	**1,40**	0,84	1,64	20,44	**1,57**	0,94	1,84	22,94	**1,57**	0,94	1,84	22,94	**0,71**	0,42	0,82	10,30	**0,79**	0,47	0,92	11,45
5	Ушкалка 35/10	4,3	**0,33**	0,20	0,39	9,03	**0,41**	0,25	0,48	11,22	**0,42**	0,25	0,49	11,49	**0,45**	0,27	0,53	12,31	**0,21**	0,13	0,24	5,65	**0,23**	0,14	0,27	6,28
6	Первомаївка 35/10	2,5	**0,39**	0,24	0,46	18,35	**0,41**	0,25	0,48	19,29	**0,38**	0,23	0,45	17,88	**0,47**	0,28	0,55	22,12	**0,21**	0,13	0,24	9,72	**0,23**	0,14	0,27	10,80
7	Самойлівка 35/10	2,5	**0,09**	0,05	0,11	4,24	**0,12**	0,07	0,14	5,65	**0,12**	0,07	0,14	5,65	**0,16**	0,10	0,19	7,53	**0,06**	0,04	0,07	2,85	**0,07**	0,04	0,08	3,16
Високопільські РЕМ																										
8	Н.Воронцовська 35/10	8,0	**0,91**	0,54	1,06	13,2	**0,71**	0,42	0,82	10,3	**0,55**	0,33	0,64	8,0	**0,55**	0,33	0,64	8,04	**0,36**	0,21	0,42	5,2	**0,40**	0,24	0,46	5,76
9	Погранична 35/10	4,0	**0,30**	0,18	0,35	8,8	**0,30**	0,18	0,35	8,8	**0,30**	0,18	0,35	8,7	**0,35**	0,21	0,40	10,11	**0,15**	0,09	0,18	4,4	**0,17**	0,10	0,20	4,94
10	Хрещенівська 35/10	2,5	**0,20**	0,12	0,24	9,4	**0,10**	0,06	0,12	4,7	**0,39**	0,24	0,46	18,4	**0,41**	0,25	0,48	19,12	**0,05**	0,03	0,06	2,4	**0,06**	0,03	0,07	2,64
11	Осокорівська 35/10	2,5	**0,30**	0,18	0,35	14,1	**0,20**	0,12	0,24	9,4	**0,47**	0,28	0,55	22,1	**0,47**	0,28	0,55	22,06	**0,10**	0,06	0,12	4,7	**0,11**	0,07	0,13	5,27
12	Піонер 35/10	5,0	**0,30**	0,18	0,35	7,1	**0,30**	0,18	0,35	7,1	**0,20**	0,12	0,24	4,8	**0,22**	0,13	0,26	5,15	**0,15**	0,09	0,18	3,6	**0,17**	0,10	0,20	3,95
13	З.Балка 35/10 Т-1	2,5	**0,10**	0,06	0,12	4,7	**0,10**	0,06	0,12	4,7	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,05**	0,03	0,06	2,4	**0,06**	0,03	0,07	2,64
14	З.Балка 35/6 Т-3 (зрош.)	4,0	**0,81**	0,48	0,94	23,5	**0,81**	0,48	0,94	23,5	**0,25**	0,15	0,29	7,4	**0,25**	0,15	0,29	7,35	**0,41**	0,24	0,47	11,9	**0,45**	0,27	0,53	13,18
15	Біляївська 35/10	5,0	**0,20**	0,12	0,24	4,7	**0,20**	0,12	0,24	4,7	**0,71**	0,43	0,83	16,5	**0,71**	0,43	0,83	16,54	**0,10**	0,06	0,12	2,4	**0,11**	0,07	0,13	2,64
16	Янтарна 35/10	2,5	**0,71**	0,42	0,82	32,9	**0,61**	0,36	0,71	28,2	**0,39**	0,24	0,46	18,4	**0,39**	0,24	0,46	18,38	**0,31**	0,18	0,36	14,2	**0,34**	0,20	0,40	15,81
17	Светлічна 35/10	1,6	**0,30**	0,18	0,35	22,1	**0,20**	0,12	0,24	14,7	**0,36**	0,22	0,42	26,4	**0,39**	0,24	0,46	28,72	**0,10**	0,06	0,12	7,4	**0,11**	0,07	0,13	8,24
18	Гаврилівка 35/10	2,5	**0,40**	0,24	0,47	18,8	**0,40**	0,24	0,47	18,8	**0,36**	0,22	0,42	16,9	**0,36**	0,22	0,42	16,91	**0,20**	0,12	0,24	9,5	**0,23**	0,14	0,26	10,54
19	Воскресенівська 35/10	2,5	**0,30**	0,18	0,35	14,1	**0,30**	0,18	0,35	14,1	**0,17**	0,10	0,20	8,1	**0,19**	0,11	0,22	8,82	**0,15**	0,09	0,18	7,1	**0,17**	0,10	0,20	7,91
20	Червонофлотська 35/10	2,5	**0,20**	0,12	0,24	9,4	**0,10**	0,06	0,12	4,7	**0,17**	0,10	0,20	8,1	**0,19**	0,11	0,22	8,82	**0,05**	0,03	0,06	2,4	**0,06**	0,03	0,07	2,64
21	Новодмитровская 35/10	2,5	**0,60**	0,36	0,70	27,9	**0,46**	0,27	0,53	21,3	**0,44**	0,26	0,51	20,6	**0,47**	0,28	0,55	22,06	**0,23**	0,14	0,27	10,7	**0,26**	0,15	0,30	11,94
22	Б.Криниця 35/10	6,5	**0,50**	0,30	0,59	9,0	**0,38**	0,23	0,44	6,8	**0,57**	0,34	0,66	10,2	**0,58**	0,35	0,68	10,46	**0,19**	0,11	0,22	3,4	**0,21**	0,13	0,25	3,80
23	Калининская 35/10	5,0	**0,61**	0,37	0,72	14,3	**0,49**	0,29	0,57	11,4	**0,80**	0,48	0,94	18,8	**0,82**	0,49	0,96	19,12	**0,25**	0,15	0,29	5,7	**0,27**	0,16	0,32	6,38
24	В.Олександрівська 35/10	8,0	**1,66**	0,99	1,93	24,1	**1,81**	1,09	2,11	26,4	**2,27**	1,36	2,65	33,1	**2,60**	1,56	3,03	37,91	**0,91**	0,55	1,07	13,3	**1,02**	0,61	1,18	14,80
25	Н.Кубанська 35/10	3,6	**0,22**	0,13	0,26	7,1	**0,19**	0,11	0,22	6,1	**0,36**	0,22	0,42	11,7	**0,36**	0,22	0,42	11,74	**0,10**	0,06	0,11	3,1	**0,11**	0,06	0,12	3,43
26	Борозенська 35/10	5,0	**0,73**	0,44	0,85	16,9	**0,58**	0,35	0,68	13,6	**0,57**	0,34	0,66	13,2	**0,57**	0,34	0,66	13,24	**0,29**	0,18	0,34	6,9	**0,33**	0,20	0,38	7,62
27	Колос 35/10	1,6	**0,05**	0,03	0,06	3,4	**0,05**	0,03	0,06	3,4	**0,06**	0,04	0,07	4,6	**0,08**	0,05	0,09	5,74	**0,02**	0,01	0,03	1,7	**0,03**	0,02	0,03	1,93
28	Д.Брод 35/10	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,00
29	Вишнева 35/10	1,6	**0,14**	0,09	0,17	10,3	**0,13**	0,08	0,15	9,2	**0,24**	0,14	0,28	17,2	**0,27**	0,16	0,31	19,53	**0,06**	0,04	0,07	4,6	**0,07**	0,04	0,08	5,15
30	Високопільська 35/10	5,0	**0,91**	0,55	1,07	21,3	**0,71**	0,43	0,83	16,5	**1,47**	0,88	1,71	34,2	**1,58**	0,95	1,84	36,76	**0,36**	0,21	0,42	8,3	**0,40**	0,24	0,46	9,26
31	Архангельська 35/10	3,2	**0,76**	0,45	0,88	27,6	**0,63**	0,38	0,74	23,0	**0,84**	0,50	0,97	30,4	**0,79**	0,47	0,92	28,72	**0,32**	0,19	0,37	11,6	**0,35**	0,21	0,41	12,87
32	Вознесенівська 35/10	2,5	**0,16**	0,09	0,18	7,4	**0,14**	0,09	0,17	6,6	**0,19**	0,11	0,22	8,8	**0,20**	0,12	0,24	9,56	**0,07**	0,04	0,08	3,3	**0,08**	0,05	0,09	3,71
33	Кочубеївка 35/10	2,5	**0,28**	0,17	0,33	13,2	**0,25**	0,15	0,29	11,8	**0,55**	0,33	0,64	25,7	**0,47**	0,28	0,55	22,06	**0,13**	0,08	0,15	5,9	**0,14**	0,08	0,16	6,59
Геніческі РЕМ																										
34	Геническьк 35/10 (тр-р 1Т)	10,0	**2,97**	1,78	3,46	34,59	**3,47**	2,08	4,05	40,47	**4,88**	2,93	5,69	56,94	**5,21**	3,12	6,07	60,71	**1,75**	1,05	2,04	20,40	**1,94**	1,17	2,27	22,66
35	Геническьк 35/10 (тр-р 2Т)	10,0	**2,25**	1,35	2,62	26,24	**3,03**	1,82	3,53	35,29	**3,16**	1,89	3,68	36,82	**3,78**	2,27	4,41	44,12	**1,53**	0,92	1,78	17,79	**1,69**	1,02	1,98	19,76
36	Петрівка 35/10	2,5	**0,41**	0,25	0,48	19,29	**0,47**	0,28	0,55	22,12	**0,85**	0,51	0,99	39,53	**0,87**	0,52	1,01	40,47	**0,24**	0,14	0,28	11,15	**0,27**	0,16	0,31	12,39
37	Партизани 35/10	4,0	**0,60**	0,36	0,69	17,35	**0,73**	0,44	0,85	21,18	**1,01**	0,61	1,18	29,41	**0,91**	0,54	1,06	26,47	**0,37**	0,22	0,43	10,67	**0,41**	0,24	0,47	11,86
38	Н.Григорівка 35/10	4,1	**0,44**	0,27	0,52	12,63	**0,56**	0,34	0,66	16,07	**0,68**	0,41	0,79	19,23	**0,71**	0,42	0,82	20,09	**0,28**	0,17	0,33	8,10	**0,32**	0,19	0,37	9,00
39	Чонгар 35/10	5,0	**0,39**	0,24	0,46	9,18	**0,52**	0,31	0,61	12,24	**0,64**	0,38	0,74	14,82	**0,71**	0,42	0,82	16,47	**0,26**	0,16	0,31	6,17	**0,29**	0,18	0,34	6,85
40	Приазовська 35/10	6,5	**0,73**	0,44	0,85	13,03	**0,87**	0,52	1,01	15,57	**0,95**	0,57	1,11	17,01	**1,01**	0,61	1,18	18,10	**0,44**	0,26	0,51	7,85	**0,49**	0,29	0,57	8,72
41	Вікторівка 35/10	2,5	**0,34**	0,21	0,40	16,00	**0,36**	0,22	0,42	16,94	**0,47**	0,28	0,55	22,12	**0,55**	0,33	0,65	25,88	**0,18**	0,11	0,21	8,54	**0,20**	0,12	0,24	9,49
42	Озеряни 35/10	2,5	**0,05**	0,03	0,06	2,35	**0,05**	0,03	0,06	2,35	**0,09**	0,05	0,11	4,24	**0,05**	0,03	0,06	2,35	**0,03**	0,02	0,03	1,19	**0,03**	0,02	0,03	1,32
43	Генгірка 35/10	8,0	**2,54**	1,53	2,96	37,06	**1,77**	1,06	2,06	25,74	**0,47**	0,28	0,55	6,91	**0,59**	0,35	0,68	8,53	**0,89**	0,53	1,04	12,97	**0,99**	0,59	1,15	14,41

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

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

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

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

Таблиця 8.6 — Прогнозні навантаження ПС 150-35 кВ АТ «Херсонобленерго» станом на 2022 р.

№ за/п.	Назва ПС 150 кВ	ввід	S вст., МВА	Літо 2022р.								Зима 2022р.								Міжсезоння 2022р.							
				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**
	ПС 150/35/10 Бериславська		50,0	**7,81**	4,68	9,10	18,21	**8,62**	5,17	10,05	20,10	**9,12**	5,47	10,64	21,28	**9,12**	5,47	10,64	21,28	**4,73**	2,84	5,51	11,02	**5,25**	3,15	6,12	12,2
	ПС 150/35/10 Бериславська	35 1Т		**1,72**	1,03	2,01		**2,13**	1,28	2,48		**1,01**	0,61	1,18		**1,06**	0,64	1,24		**0,69**	0,42	0,81		**0,77**	0,46	0,90	
1	ПС 150/35/10 Бериславська	10 1Т		**1,62**	0,97	1,89		**1,72**	1,03	2,01		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**0,68**	0,41	0,80		**0,76**	0,46	0,89	
	ПС 150/35/10 Бериславська	35 2Т		**4,46**	2,68	5,20		**4,76**	2,86	5,56		**4,87**	2,92	5,67		**5,73**	3,44	6,68		**3,19**	1,92	3,72		**3,55**	2,13	4,14	
	ПС 150/35/10 Бериславська	10 2Т		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**3,24**	1,95	3,78		**2,33**	1,40	2,72		**0,16**	0,09	0,18		**0,17**	0,10	0,20	
	ПС 150/35/10 Виноградово		80,0	**27,75**	16,65	32,36	40,45	**31,07**	18,64	36,24	45,29	**24,63**	14,78	28,73	35,91	**28,73**	17,24	33,50	41,88	**27,75**	16,65	32,36	40,45	**23,79**	14,28	27,75	34,7
	ПС 150/35/10 Виноградово	35 1Т		**10,44**	6,27	12,18		**11,35**	6,81	13,24		**11,56**	6,93	13,48		**13,58**	8,15	15,84		**10,44**	6,27	12,18		**7,10**	4,26	8,28	
2	ПС 150/35/10 Виноградово	10 1Т		**1,19**	0,71	1,38		**1,27**	0,76	1,48		**0,81**	0,49	0,95		**0,95**	0,57	1,11		**1,19**	0,71	1,38		**0,00**	0,00	0,00	
	ПС 150/35/10 Виноградово	35 2Т		**16,12**	9,67	18,80		**18,45**	11,07	21,52		**12,27**	7,36	14,31		**14,19**	8,52	16,55		**16,12**	9,67	18,80		**16,12**	9,67	18,80	
	ПС 150/35/10 Виноградово	10 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		**0,58**	0,35	0,67	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС		176,0	**39,07**	23,44	45,56	25,89	**46,02**	27,61	53,67	30,50	**8,52**	5,11	9,93	5,64	**8,63**	5,18	10,06	5,72	**8,65**	5,19	10,09	5,73	**9,61**	5,77	11,21	6,4
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	35 1Т		**5,54**	3,32	6,46		**11,86**	7,12	13,83		**2,49**	1,50	2,91		**2,49**	1,50	2,91		**3,49**	2,10	4,08		**3,88**	2,33	4,53	
	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	
3	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 2Т		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**0,08**	0,05	0,09		**0,08**	0,05	0,09		**0,99**	0,60	1,16		**1,11**	0,66	1,29	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 3Т		**21,07**	12,64	24,57		**30,82**	18,49	35,94		**3,17**	1,90	3,70		**3,01**	1,81	3,51		**1,42**	0,85	1,66		**1,58**	0,95	1,84	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	35 4Т		**12,47**	7,48	14,54		**3,35**	2,01	3,90		**2,77**	1,66	3,23		**3,04**	1,82	3,55		**2,74**	1,64	3,19		**3,04**	1,82	3,55	
	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	
	ПС 150/35/6 ГНС СЗС		25,0	**17,90**	10,74	20,88	83,51	**15,81**	9,49	18,44	73,77	**0,22**	0,13	0,26	1,04	**0,22**	0,13	0,26	1,04	**0,79**	0,48	0,93	3,70	**0,88**	0,53	1,03	4,1
4	ПС 150/35/6 ГНС СЗС	35 2Т		**13,85**	8,31	16,15		**12,77**	7,66	14,90		**0,22**	0,13	0,26		**0,22**	0,13	0,26		**0,79**	0,48	0,93		**0,88**	0,53	1,03	
	ПС 150/35/6 ГНС СЗС	6 2Т		**4,06**	2,43	4,73		**3,04**	1,82	3,55		**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 Дудчино		80,0	**44,72**	26,83	52,15	65,19	**46,85**	28,11	54,63	68,29	**6,57**	3,94	7,66	9,58	**7,54**	4,53	8,80	10,99	**8,58**	5,15	10,00	12,50	**9,53**	5,90	11,21	14,0
	ПС 150/35/10 Дудчино	35 1Т		**22,16**	13,30	25,84		**23,27**	13,96	27,13		**2,74**	1,64	3,19		**3,14**	1,89	3,66		**3,85**	2,31	4,49		**3,85**	2,31	4,49	
5	ПС 150/35/10 Дудчино	10 1Т		**0,30**	0,18	0,35		**0,25**	0,15	0,30		**0,20**	0,12	0,24		**0,24**	0,15	0,28		**0,08**	0,05	0,10		**0,09**	0,05	0,11	
	ПС 150/35/10 Дудчино	35 2Т		**22,16**	13,30	25,84		**23,27**	13,96	27,13		**3,55**	2,13	4,14		**4,06**	2,43	4,73		**4,87**	2,92	5,67		**5,54**	3,51	6,55	
	ПС 150/35/10 Дудчино	10 2Т		**0,09**	0,05	0,11		**0,06**	0,04	0,07		**0,08**	0,05	0,09		**0,10**	0,06	0,12		**0,05**	0,03	0,05		**0,05**	0,03	0,06	
	ПС 150/35/6 Карантинна		80,0	**15,21**	9,12	17,73	22,17	**15,21**	9,12	17,73	22,17	**33,86**	17,78	38,24	47,81	**33,45**	17,64	37,82	47,27	**11,82**	7,09	13,78	17,22	**13,13**	7,88	15,31	19,1
	ПС 150/35/6 Карантинна	35 1Т		**1,01**	0,61	1,18		**1,01**	0,61	1,18		**9,53**	5,72	11,11		**10,25**	6,15	11,95		**0,30**	0,18	0,35		**6,34**	3,80	7,39	
6	ПС 150/35/6 Карантинна	6 1Т		**3,24**	1,95	3,78		**3,24**	1,95	3,78		**4,66**	1,72	4,97		**5,27**	1,88	5,60		**2,80**	1,68	3,26		**3,04**	1,82	3,55	
	ПС 150/35/6 Карантинна	35 2Т		**7,70**	4,62	8,99		**7,70**	4,62	8,99		**14,60**	8,52	16,90		**13,29**	7,97	15,50		**5,68**	3,41	6,62		**0,30**	0,18	0,35	
	ПС 150/35/6 Карантинна	6 2Т		**3,24**	1,95	3,78		**3,24**	1,95	3,78		**5,07**	1,82	5,39		**4,66**	1,62	4,94		**3,04**	1,82	3,55		**3,45**	2,07	4,02	
	ПС 150/35/6 Комбайнова		126,0	**3,45**	2,07	4,02	3,19	**2,23**	1,34	2,60	2,06	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**2,53**	1,52	2,96	2,35	**2,53**	1,52	2,96	2,3
	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	
7	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		**2,53**	1,52	2,96		**2,53**	1,52	2,96	
	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	
	ПС 150/35/6 Комбайнова	6 2Т		**3,45**	2,07	4,02		**2,23**	1,34	2,60		**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 150/10/10 Комунальна		64,0	**6,73**	4,04	7,85	12,27	**8,87**	5,32	10,34	16,16	**10,14**	6,08	11,82	18,47	**12,44**	7,46	14,51	22,67	**8,13**	4,88	9,48	14,81	**9,03**	5,42	10,53	16,5
	ПС 150/10/10 Комунальна	1сш10		**2,85**	1,71	3,32		**4,03**	2,42	4,71		**3,80**	2,28	4,43		**4,75**	2,85	5,54		**3,63**	2,18	4,23		**4,03**	2,42	4,71	
8	ПС 150/10/10 Комунальна	3сш10		**0,56**	0,33	0,65		**0,56**	0,33	0,65		**1,74**	1,05	2,03		**1,91**	1,14	2,22		**0,57**	0,34	0,67		**0,64**	0,38	0,74	
	ПС 150/10/10 Комунальна	2сш10		**1,27**	0,76	1,48		**1,82**	1,09	2,13		**2,06**	1,23	2,40		**2,77**	1,66	3,23		**1,72**	1,03	2,00		**1,91**	1,14	2,22	
	ПС 150/10/10 Комунальна	4сш10		**2,06**	1,23	2,40		**2,45**	1,47	2,86		**2,53**	1,52	2,96		**3,01**	1,81	3,51		**2,21**	1,32	2,57		**2,45**	1,47	2,86	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка		50,0	**20,92**	12,55	24,40	48,80	**19,72**	11,83	22,99	45,99	**12,36**	7,41	14,41	28,82	**12,30**	7,38	14,34	28,68	**9,98**	5,99	11,64	23,28	**11,09**	6,65	12,93	25,9
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 1Т		**14,70**	8,82	17,14		**13,28**	7,97	15,49		**7,98**	4,79	9,30		**8,48**	5,09	9,88		**6,23**	3,74	7,27		**6,92**	4,15	8,07	
9	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 1Т		**0,99**	0,60	1,16		**1,49**	0,89	1,74		**2,01**	1,20	2,34		**2,25**	1,35	2,62		**0,97**	0,58	1,13		**1,07**	0,64	1,25	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 2Т		**4,70**	2,82	5,49		**4,16**	2,49	4,85		**1,22**	0,73	1,42		**0,43**	0,26	0,50		**2,24**	1,35	2,62		**2,49**	1,50	2,91	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 2Т		**0,53**	0,32	0,61		**0,79**	0,47	0,92		**1,16**	0,69	1,35		**1,15**	0,69	1,34		**0,54**	0,32	0,63		**0,60**	0,36	0,70	

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

№ 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	**2,99**	1,79	3,49	27,68	**2,94**	1,76	3,43	27,21	**3,99**	2,40	4,66	36,97	**4,02**	2,41	4,69	37,25	**1,48**	0,89	1,73	13,71	**1,65**	0,99	1,92	15,24
2	М.Лепетиха 35/10	8,8	**0,42**	0,25	0,48	5,51	**0,34**	0,21	0,40	4,57	**0,40**	0,24	0,46	5,24	**0,49**	0,29	0,57	6,45	**0,17**	0,10	0,20	2,30	**0,19**	0,12	0,23	2,56
3	Миколаївка 35/10	6,3	**0,21**	0,13	0,25	3,94	**0,25**	0,15	0,30	4,69	**0,33**	0,20	0,39	6,19	**0,25**	0,15	0,30	4,69	**0,13**	0,08	0,15	2,36	**0,14**	0,09	0,17	2,63
4	В.Рогачик 35/10	8,0	**1,22**	0,73	1,42	17,73	**1,41**	0,85	1,64	20,54	**1,58**	0,95	1,84	23,05	**1,58**	0,95	1,84	23,05	**0,71**	0,43	0,83	10,35	**0,79**	0,47	0,92	11,50
5	Ушкалка 35/10	4,3	**0,33**	0,20	0,39	9,07	**0,42**	0,25	0,48	11,27	**0,43**	0,26	0,50	11,55	**0,46**	0,27	0,53	12,37	**0,21**	0,13	0,24	5,68	**0,23**	0,14	0,27	6,31
6	Первомаївка 35/10	2,5	**0,40**	0,24	0,46	18,44	**0,42**	0,25	0,48	19,39	**0,39**	0,23	0,45	17,97	**0,48**	0,29	0,56	22,23	**0,21**	0,13	0,24	9,77	**0,23**	0,14	0,27	10,86
7	Самойлівка 35/10	2,5	**0,09**	0,05	0,11	4,26	**0,12**	0,07	0,14	5,67	**0,12**	0,07	0,14	5,67	**0,16**	0,10	0,19	7,57	**0,06**	0,04	0,07	2,86	**0,07**	0,04	0,08	3,18
Високопільські РЕМ																										
8	Н.Воронцовська 35/10	8,0	**0,91**	0,55	1,06	13,3	**0,71**	0,43	0,83	10,3	**0,55**	0,33	0,65	8,1	**0,55**	0,33	0,65	8,08	**0,36**	0,21	0,42	5,2	**0,40**	0,24	0,46	5,79
9	Погранична 35/10	4,0	**0,30**	0,18	0,35	8,9	**0,30**	0,18	0,35	8,9	**0,30**	0,18	0,35	8,8	**0,35**	0,21	0,41	10,16	**0,15**	0,09	0,18	4,5	**0,17**	0,10	0,20	4,97
10	Хрещенівська 35/10	2,5	**0,20**	0,12	0,24	9,5	**0,10**	0,06	0,12	4,7	**0,40**	0,24	0,46	18,5	**0,41**	0,25	0,48	19,21	**0,05**	0,03	0,06	2,4	**0,06**	0,03	0,07	2,65
11	Осокорівська 35/10	2,5	**0,30**	0,18	0,35	14,2	**0,20**	0,12	0,24	9,5	**0,48**	0,29	0,55	22,2	**0,48**	0,29	0,55	22,17	**0,10**	0,06	0,12	4,8	**0,11**	0,07	0,13	5,30
12	Піонер 35/10	5,0	**0,30**	0,18	0,35	7,1	**0,30**	0,18	0,35	7,1	**0,21**	0,12	0,24	4,8	**0,22**	0,13	0,26	5,17	**0,15**	0,09	0,18	3,6	**0,17**	0,10	0,20	3,97
13	З.Балка 35/10 Т-1	2,5	**0,10**	0,06	0,12	4,7	**0,10**	0,06	0,12	4,7	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,05**	0,03	0,06	2,4	**0,06**	0,03	0,07	2,65
14	З.Балка 35/6 Т-3 (зрош.)	4,0	**0,81**	0,49	0,95	23,6	**0,81**	0,49	0,95	23,6	**0,25**	0,15	0,30	7,4	**0,25**	0,15	0,30	7,39	**0,41**	0,25	0,48	11,9	**0,45**	0,27	0,53	13,24
15	Біляївська 35/10	5,0	**0,20**	0,12	0,24	4,7	**0,20**	0,12	0,24	4,7	**0,71**	0,43	0,83	16,6	**0,71**	0,43	0,83	16,63	**0,10**	0,06	0,12	2,4	**0,11**	0,07	0,13	2,65
16	Янтарна 35/10	2,5	**0,71**	0,43	0,83	33,1	**0,61**	0,36	0,71	28,4	**0,40**	0,24	0,46	18,5	**0,40**	0,24	0,46	18,47	**0,31**	0,18	0,36	14,3	**0,34**	0,20	0,40	15,89
17	Светлічна 35/10	1,6	**0,30**	0,18	0,35	22,2	**0,20**	0,12	0,24	14,8	**0,36**	0,22	0,42	26,6	**0,40**	0,24	0,46	28,86	**0,10**	0,06	0,12	7,4	**0,11**	0,07	0,13	8,28
18	Гаврилівка 35/10	2,5	**0,41**	0,24	0,47	18,9	**0,41**	0,24	0,47	18,9	**0,36**	0,22	0,42	17,0	**0,36**	0,22	0,42	16,99	**0,20**	0,12	0,24	9,5	**0,23**	0,14	0,26	10,59
19	Воскресенівська 35/10	2,5	**0,30**	0,18	0,35	14,2	**0,30**	0,18	0,35	14,2	**0,17**	0,10	0,20	8,1	**0,19**	0,11	0,22	8,87	**0,15**	0,09	0,18	7,2	**0,17**	0,10	0,20	7,94
20	Червонофлотська 35/10	2,5	**0,20**	0,12	0,24	9,5	**0,10**	0,06	0,12	4,7	**0,17**	0,10	0,20	8,1	**0,19**	0,11	0,22	8,87	**0,05**	0,03	0,06	2,4	**0,06**	0,03	0,07	2,65
21	Новодмитровская 35/10	2,5	**0,60**	0,36	0,70	28,1	**0,46**	0,28	0,54	21,4	**0,44**	0,27	0,52	20,7	**0,48**	0,29	0,55	22,17	**0,23**	0,14	0,27	10,8	**0,26**	0,15	0,30	12,00
22	Б.Криниця 35/10	6,5	**0,51**	0,30	0,59	9,1	**0,38**	0,23	0,44	6,8	**0,57**	0,34	0,67	10,2	**0,59**	0,35	0,68	10,52	**0,19**	0,11	0,22	3,4	**0,21**	0,13	0,25	3,82
23	Калининская 35/10	5,0	**0,62**	0,37	0,72	14,4	**0,49**	0,29	0,57	11,5	**0,81**	0,48	0,94	18,8	**0,82**	0,49	0,96	19,21	**0,25**	0,15	0,29	5,8	**0,27**	0,16	0,32	6,41
24	В.Олександрівська 35/10	8,0	**1,66**	1,00	1,94	24,2	**1,82**	1,09	2,12	26,6	**2,28**	1,37	2,66	33,3	**2,61**	1,57	3,05	38,10	**0,92**	0,55	1,07	13,4	**1,02**	0,61	1,19	14,87
25	Н.Кубанська 35/10	3,6	**0,22**	0,13	0,26	7,2	**0,19**	0,11	0,22	6,2	**0,36**	0,22	0,42	11,8	**0,36**	0,22	0,42	11,80	**0,10**	0,06	0,11	3,1	**0,11**	0,06	0,12	3,45
26	Борозенська 35/10	5,0	**0,73**	0,44	0,85	17,0	**0,59**	0,35	0,68	13,7	**0,57**	0,34	0,67	13,3	**0,57**	0,34	0,67	13,30	**0,30**	0,18	0,34	6,9	**0,33**	0,20	0,38	7,66
27	Колос 35/10	1,6	**0,05**	0,03	0,06	3,5	**0,05**	0,03	0,06	3,5	**0,06**	0,04	0,07	4,6	**0,08**	0,05	0,09	5,77	**0,02**	0,01	0,03	1,7	**0,03**	0,02	0,03	1,94
28	Д.Брод 35/10	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,00
29	Вишнева 35/10	1,6	**0,14**	0,09	0,17	10,4	**0,13**	0,08	0,15	9,2	**0,24**	0,14	0,28	17,3	**0,27**	0,16	0,31	19,63	**0,06**	0,04	0,07	4,7	**0,07**	0,04	0,08	5,17
30	Високопільська 35/10	5,0	**0,92**	0,55	1,07	21,4	**0,71**	0,43	0,83	16,6	**1,47**	0,88	1,72	34,4	**1,58**	0,95	1,85	36,95	**0,36**	0,22	0,42	8,4	**0,40**	0,24	0,47	9,31
31	Архангельська 35/10	3,2	**0,76**	0,46	0,89	27,7	**0,63**	0,38	0,74	23,1	**0,84**	0,50	0,98	30,6	**0,79**	0,48	0,92	28,86	**0,32**	0,19	0,37	11,6	**0,35**	0,21	0,41	12,93
32	Вознесенівська 35/10	2,5	**0,16**	0,10	0,18	7,4	**0,14**	0,09	0,17	6,7	**0,19**	0,11	0,22	8,9	**0,21**	0,12	0,24	9,61	**0,07**	0,04	0,08	3,4	**0,08**	0,05	0,09	3,72
33	Кочубеївка 35/10	2,5	**0,29**	0,17	0,33	13,3	**0,25**	0,15	0,30	11,8	**0,55**	0,33	0,65	25,9	**0,48**	0,29	0,55	22,17	**0,13**	0,08	0,15	6,0	**0,14**	0,09	0,17	6,62
Генічеські РЕМ																										
34	Геническ 35/10 (тр-р 1Т)	10,0	**2,98**	1,79	3,48	34,76	**3,49**	2,09	4,07	40,67	**4,91**	2,94	5,72	57,22	**5,23**	3,14	6,10	61,00	**1,76**	1,05	2,05	20,50	**1,95**	1,17	2,28	22,77
35	Геническ 35/10 (тр-р 2Т)	10,0	**2,26**	1,36	2,64	26,36	**3,04**	1,82	3,55	35,47	**3,17**	1,90	3,70	37,00	**3,80**	2,28	4,43	44,33	**1,53**	0,92	1,79	17,88	**1,70**	1,02	1,99	19,86
36	Петрівка 35/10	2,5	**0,42**	0,25	0,48	19,39	**0,48**	0,29	0,56	22,23	**0,85**	0,51	0,99	39,72	**0,87**	0,52	1,02	40,67	**0,24**	0,14	0,28	11,20	**0,27**	0,16	0,31	12,45
37	Партизани 35/10	4,0	**0,60**	0,36	0,70	17,44	**0,73**	0,44	0,85	21,28	**1,01**	0,61	1,18	29,56	**0,91**	0,55	1,06	26,60	**0,37**	0,22	0,43	10,73	**0,41**	0,25	0,48	11,92
38	Н.Григорівка 35/10	4,1	**0,45**	0,27	0,52	12,69	**0,57**	0,34	0,66	16,15	**0,68**	0,41	0,79	19,32	**0,71**	0,43	0,83	20,18	**0,29**	0,17	0,33	8,14	**0,32**	0,19	0,37	9,04
39	Чонгар 35/10	5,0	**0,40**	0,24	0,46	9,22	**0,53**	0,32	0,61	12,30	**0,64**	0,38	0,74	14,90	**0,71**	0,43	0,83	16,55	**0,27**	0,16	0,31	6,20	**0,30**	0,18	0,34	6,89
40	Приазовська 35/10	6,5	**0,73**	0,44	0,85	13,10	**0,87**	0,52	1,02	15,64	**0,95**	0,57	1,11	17,10	**1,01**	0,61	1,18	18,19	**0,44**	0,26	0,51	7,88	**0,49**	0,29	0,57	8,76
41	Вікторівка 35/10	2,5	**0,34**	0,21	0,40	16,08	**0,36**	0,22	0,43	17,02	**0,48**	0,29	0,56	22,23	**0,56**	0,33	0,65	26,01	**0,18**	0,11	0,21	8,58	**0,20**	0,12	0,24	9,53
42	Озеряни 35/10	2,5	**0,05**	0,03	0,06	2,36	**0,05**	0,03	0,06	2,36	**0,09**	0,05	0,11	4,26	**0,05**	0,03	0,06	2,36	**0,03**	0,02	0,03	1,19	**0,03**	0,02	0,03	1,32
43	Генгірка 35/10	8,0	**2,55**	1,53	2,98	37,24	**1,77**	1,06	2,07	25,86	**0,48**	0,29	0,56	6,95	**0,59**	0,35	0,69	8,57	**0,89**	0,54	1,04	13,03	**0,99**	0,60	1,16	14,48

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

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

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

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

Таблиця 8.7 — Прогнозні навантаження ПС 150-35 кВ АТ «Херсонобленерго» станом на 2023 р.

№ за/п.	Назва ПС 150 кВ	ввід	S вст., МВА	Літо 2023р.								Зима 2023р.								Міжсезоння 2023р.							
				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**
1	ПС 150/35/10 Бериславська		50,0	**7,84**	4,71	9,15	18,30	**8,66**	5,20	10,10	20,20	**9,17**	5,50	10,69	21,38	**9,17**	5,50	10,69	21,38	**4,75**	2,85	5,54	11,08	**5,28**	3,17	6,15	12,3
	ПС 150/35/10 Бериславська	35 1Т		**1,73**	1,04	2,02		**2,14**	1,28	2,49		**1,02**	0,61	1,19		**1,07**	0,64	1,25		**0,70**	0,42	0,81		**0,77**	0,46	0,90	
	ПС 150/35/10 Бериславська	10 1Т		**1,63**	0,98	1,90		**1,73**	1,04	2,02		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**0,69**	0,41	0,80		**0,76**	0,46	0,89	
	ПС 150/35/10 Бериславська	35 2Т		**4,48**	2,69	5,23		**4,79**	2,87	5,58		**4,89**	2,93	5,70		**5,76**	3,45	6,71		**3,21**	1,93	3,74		**3,57**	2,14	4,16	
	ПС 150/35/10 Бериславська	10 2Т		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**3,26**	1,96	3,80		**2,34**	1,41	2,73		**0,16**	0,09	0,18		**0,17**	0,10	0,20	
2	ПС 150/35/10 Виноградово		80,0	**27,88**	16,73	32,52	40,65	**31,22**	18,73	36,41	45,52	**24,76**	14,85	28,87	36,09	**28,87**	17,32	33,67	42,09	**27,88**	16,73	32,52	40,65	**23,91**	14,35	27,88	34,9
	ПС 150/35/10 Виноградово	35 1Т		**10,49**	6,30	12,24		**11,41**	6,85	13,31		**11,61**	6,97	13,54		**13,65**	8,19	15,92		**10,49**	6,30	12,24		**7,13**	4,28	8,32	
	ПС 150/35/10 Виноградово	10 1Т		**1,19**	0,72	1,39		**1,27**	0,76	1,49		**0,81**	0,49	0,95		**0,96**	0,57	1,12		**1,19**	0,72	1,39		**0,00**	0,00	0,00	
	ПС 150/35/10 Виноградово	35 2Т		**16,20**	9,72	18,89		**18,54**	11,12	21,62		**12,33**	7,40	14,38		**14,26**	8,56	16,63		**16,20**	9,72	18,89		**16,20**	9,72	18,89	
	ПС 150/35/10 Виноградово	10 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		**0,58**	0,35	0,68	
3	ПС 150/35/10 ГНС КЗС		176,0	**39,26**	23,56	45,79	26,02	**46,25**	27,75	53,94	30,65	**8,56**	5,13	9,98	5,67	**8,67**	5,20	10,11	5,74	**8,69**	5,22	10,14	5,76	**9,66**	5,79	11,26	6,4
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	35 1Т		**5,56**	3,34	6,49		**11,92**	7,15	13,90		**2,51**	1,50	2,92		**2,51**	1,50	2,92		**3,51**	2,11	4,10		**3,90**	2,34	4,55	
	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	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 2Т		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**0,08**	0,05	0,10		**0,08**	0,05	0,10		**1,00**	0,60	1,17		**1,11**	0,67	1,29	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 3Т		**21,17**	12,70	24,69		**30,97**	18,58	36,12		**3,19**	1,91	3,72		**3,03**	1,82	3,53		**1,43**	0,86	1,67		**1,59**	0,95	1,85	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	35 4Т		**12,53**	7,52	14,61		**3,36**	2,02	3,92		**2,78**	1,67	3,24		**3,06**	1,83	3,56		**2,75**	1,65	3,21		**3,06**	1,83	3,56	
	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	
4	ПС 150/35/6 ГНС СЗС		25,0	**17,99**	10,79	20,98	83,92	**15,89**	9,54	18,53	74,13	**0,22**	0,13	0,26	1,05	**0,22**	0,13	0,26	1,05	**0,80**	0,48	0,93	3,72	**0,89**	0,53	1,03	4,1
	ПС 150/35/6 ГНС СЗС	35 2Т		**13,92**	8,35	16,23		**12,84**	7,70	14,97		**0,22**	0,13	0,26		**0,22**	0,13	0,26		**0,80**	0,48	0,93		**0,89**	0,53	1,03	
	ПС 150/35/6 ГНС СЗС	6 2Т		**4,07**	2,44	4,75		**3,06**	1,83	3,56		**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		80,0	**44,94**	26,96	52,40	65,51	**47,08**	28,25	54,90	68,62	**6,60**	3,96	7,70	9,62	**7,58**	4,55	8,84	11,05	**8,62**	5,17	10,05	12,56	**9,58**	5,93	11,26	14,1
	ПС 150/35/10 Дудчино	35 1Т		**22,27**	13,36	25,97		**23,38**	14,03	27,27		**2,75**	1,65	3,21		**3,16**	1,89	3,68		**3,87**	2,32	4,51		**3,87**	2,32	4,51	
	ПС 150/35/10 Дудчино	10 1Т		**0,31**	0,18	0,36		**0,25**	0,15	0,30		**0,20**	0,12	0,24		**0,24**	0,15	0,29		**0,08**	0,05	0,10		**0,09**	0,06	0,11	
	ПС 150/35/10 Дудчино	35 2Т		**22,27**	13,36	25,97		**23,38**	14,03	27,27		**3,57**	2,14	4,16		**4,07**	2,44	4,75		**4,89**	2,93	5,70		**5,56**	3,52	6,59	
	ПС 150/35/10 Дудчино	10 2Т		**0,09**	0,06	0,11		**0,06**	0,04	0,07		**0,08**	0,05	0,10		**0,10**	0,06	0,12		**0,05**	0,03	0,05		**0,05**	0,03	0,06	
6	ПС 150/35/6 Карантинна		80,0	**15,28**	9,17	17,82	22,28	**15,28**	9,17	17,82	22,28	**34,03**	17,87	38,43	48,04	**33,62**	17,73	38,01	47,51	**11,87**	7,12	13,85	17,31	**13,19**	7,92	15,39	19,2
	ПС 150/35/6 Карантинна	35 1Т		**1,02**	0,61	1,19		**1,02**	0,61	1,19		**9,58**	5,75	11,17		**10,30**	6,18	12,01		**0,31**	0,18	0,36		**6,37**	3,82	7,43	
	ПС 150/35/6 Карантинна	6 1Т		**3,26**	1,96	3,80		**3,26**	1,96	3,80		**4,69**	1,73	5,00		**5,30**	1,88	5,62		**2,81**	1,69	3,28		**3,06**	1,83	3,56	
	ПС 150/35/6 Карантинна	35 2Т		**7,74**	4,65	9,03		**7,74**	4,65	9,03		**14,67**	8,56	16,98		**13,36**	8,01	15,58		**5,70**	3,42	6,65		**0,31**	0,18	0,36	
	ПС 150/35/6 Карантинна	6 2Т		**3,26**	1,96	3,80		**3,26**	1,96	3,80		**5,09**	1,83	5,41		**4,69**	1,63	4,96		**3,06**	1,83	3,56		**3,46**	2,08	4,04	
7	ПС 150/35/6 Комбайнова		126,0	**3,46**	2,08	4,04	3,21	**2,24**	1,34	2,61	2,07	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**2,55**	1,53	2,97	2,36	**2,55**	1,53	2,97	2,4
	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	
	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		**2,55**	1,53	2,97		**2,55**	1,53	2,97	
	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	
	ПС 150/35/6 Комбайнова	6 2Т		**3,46**	2,08	4,04		**2,24**	1,34	2,61		**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		64,0	**6,76**	4,06	7,89	12,33	**8,91**	5,35	10,40	16,24	**10,19**	6,11	11,88	18,56	**12,50**	7,50	14,58	22,78	**8,17**	4,90	9,53	14,89	**9,08**	5,45	10,59	16,5
	ПС 150/10/10 Комунальна	1сш10		**2,86**	1,72	3,34		**4,05**	2,43	4,73		**3,82**	2,29	4,46		**4,78**	2,87	5,57		**3,65**	2,19	4,26		**4,05**	2,43	4,73	
	ПС 150/10/10 Комунальна	3сш10		**0,56**	0,34	0,65		**0,56**	0,34	0,65		**1,75**	1,05	2,04		**1,92**	1,15	2,23		**0,58**	0,35	0,67		**0,64**	0,39	0,75	
	ПС 150/10/10 Комунальна	2сш10		**1,27**	0,76	1,49		**1,83**	1,10	2,14		**2,07**	1,24	2,41		**2,78**	1,67	3,24		**1,72**	1,03	2,01		**1,92**	1,15	2,23	
	ПС 150/10/10 Комунальна	4сш10		**2,07**	1,24	2,41		**2,47**	1,48	2,88		**2,55**	1,53	2,97		**3,03**	1,82	3,53		**2,22**	1,33	2,59		**2,47**	1,48	2,88	
9	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка		50,0	**21,03**	12,62	24,52	49,04	**19,81**	11,89	23,11	46,21	**12,42**	7,45	14,48	28,96	**12,36**	7,41	14,41	28,82	**10,03**	6,02	11,70	23,39	**11,14**	6,69	13,00	26,0
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 1Т		**14,77**	8,86	17,23		**13,35**	8,01	15,56		**8,02**	4,81	9,35		**8,52**	5,11	9,93		**6,26**	3,76	7,30		**6,96**	4,17	8,11	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 1Т		**1,00**	0,60	1,16		**1,50**	0,90	1,75		**2,02**	1,21	2,35		**2,26**	1,36	2,64		**0,97**	0,58	1,13		**1,08**	0,65	1,26	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 2Т		**4,73**	2,84	5,51		**4,18**	2,51	4,87		**1,22**	0,73	1,43		**0,43**	0,26	0,50		**2,26**	1,35	2,63		**2,51**	1,50	2,92	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 2Т		**0,53**	0,32	0,62		**0,79**	0,48	0,93		**1,16**	0,70	1,35		**1,15**	0,69	1,34		**0,54**	0,32	0,63		**0,60**	0,36	0,70	

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

№ 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	**3,01**	1,80	3,50	27,82	**2,95**	1,77	3,45	27,34	**4,01**	2,41	4,68	37,15	**4,04**	2,43	4,72	37,43	**1,49**	0,89	1,74	13,78	**1,65**	0,99	1,93	15,31
2	М.Лепетиха 35/10	8,8	**0,42**	0,25	0,49	5,54	**0,35**	0,21	0,40	4,59	**0,40**	0,24	0,46	5,27	**0,49**	0,29	0,57	6,48	**0,17**	0,10	0,20	2,31	**0,19**	0,12	0,23	2,57
3	Миколаївка 35/10	6,3	**0,21**	0,13	0,25	3,96	**0,25**	0,15	0,30	4,71	**0,34**	0,20	0,39	6,22	**0,25**	0,15	0,30	4,71	**0,13**	0,08	0,15	2,38	**0,14**	0,09	0,17	2,64
4	В.Рогачик 35/10	8,0	**1,22**	0,73	1,43	17,82	**1,42**	0,85	1,65	20,64	**1,59**	0,95	1,85	23,17	**1,59**	0,95	1,85	23,17	**0,71**	0,43	0,83	10,40	**0,79**	0,48	0,92	11,56
5	Ушкалка 35/10	4,3	**0,34**	0,20	0,39	9,12	**0,42**	0,25	0,49	11,33	**0,43**	0,26	0,50	11,60	**0,46**	0,28	0,53	12,43	**0,21**	0,13	0,25	5,71	**0,23**	0,14	0,27	6,34
6	Первомаївка 35/10	2,5	**0,40**	0,24	0,46	18,53	**0,42**	0,25	0,49	19,48	**0,39**	0,23	0,45	18,06	**0,48**	0,29	0,56	22,34	**0,21**	0,13	0,25	9,82	**0,23**	0,14	0,27	10,91
7	Самойлівка 35/10	2,5	**0,09**	0,06	0,11	4,28	**0,12**	0,07	0,14	5,70	**0,12**	0,07	0,14	5,70	**0,16**	0,10	0,19	7,60	**0,06**	0,04	0,07	2,87	**0,07**	0,04	0,08	3,19
Високопільські РЕМ																										
8	Н.Воронцовська 35/10	8,0	**0,92**	0,55	1,07	13,4	**0,71**	0,43	0,83	10,4	**0,56**	0,33	0,65	8,1	**0,56**	0,33	0,65	8,12	**0,36**	0,22	0,42	5,2	**0,40**	0,24	0,47	5,82
9	Погранична 35/10	4,0	**0,31**	0,18	0,36	8,9	**0,31**	0,18	0,36	8,9	**0,30**	0,18	0,35	8,8	**0,35**	0,21	0,41	10,21	**0,15**	0,09	0,18	4,5	**0,17**	0,10	0,20	4,99
10	Хрещенівська 35/10	2,5	**0,20**	0,12	0,24	9,5	**0,10**	0,06	0,12	4,8	**0,40**	0,24	0,46	18,6	**0,41**	0,25	0,48	19,31	**0,05**	0,03	0,06	2,4	**0,06**	0,03	0,07	2,66
11	Осокорівська 35/10	2,5	**0,31**	0,18	0,36	14,3	**0,20**	0,12	0,24	9,5	**0,48**	0,29	0,56	22,3	**0,48**	0,29	0,56	22,28	**0,10**	0,06	0,12	4,8	**0,11**	0,07	0,13	5,32
12	Піонер 35/10	5,0	**0,31**	0,18	0,36	7,1	**0,31**	0,18	0,36	7,1	**0,21**	0,12	0,24	4,8	**0,22**	0,13	0,26	5,20	**0,15**	0,09	0,18	3,6	**0,17**	0,10	0,20	3,99
13	З.Балка 35/10 Т-1	2,5	**0,10**	0,06	0,12	4,8	**0,10**	0,06	0,12	4,8	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,05**	0,03	0,06	2,4	**0,06**	0,03	0,07	2,66
14	З.Балка 35/6 Т-3 (зрош.)	4,0	**0,81**	0,49	0,95	23,8	**0,81**	0,49	0,95	23,8	**0,25**	0,15	0,30	7,4	**0,25**	0,15	0,30	7,43	**0,41**	0,25	0,48	12,0	**0,46**	0,27	0,53	13,31
15	Біляївська 35/10	5,0	**0,20**	0,12	0,24	4,8	**0,20**	0,12	0,24	4,8	**0,72**	0,43	0,84	16,7	**0,72**	0,43	0,84	16,71	**0,10**	0,06	0,12	2,4	**0,11**	0,07	0,13	2,66
16	Янтарна 35/10	2,5	**0,71**	0,43	0,83	33,3	**0,61**	0,37	0,71	28,5	**0,40**	0,24	0,46	18,6	**0,40**	0,24	0,46	18,56	**0,31**	0,18	0,36	14,4	**0,34**	0,21	0,40	15,97
17	Світлічна 35/10	1,6	**0,31**	0,18	0,36	22,3	**0,20**	0,12	0,24	14,9	**0,37**	0,22	0,43	26,7	**0,40**	0,24	0,46	29,00	**0,10**	0,06	0,12	7,5	**0,11**	0,07	0,13	8,32
18	Гаврилівка 35/10	2,5	**0,41**	0,24	0,48	19,0	**0,41**	0,24	0,48	19,0	**0,37**	0,22	0,43	17,1	**0,37**	0,22	0,43	17,08	**0,21**	0,12	0,24	9,6	**0,23**	0,14	0,27	10,64
19	Воскресенівська 35/10	2,5	**0,31**	0,18	0,36	14,3	**0,31**	0,18	0,36	14,3	**0,18**	0,11	0,20	8,2	**0,19**	0,11	0,22	8,91	**0,15**	0,09	0,18	7,2	**0,17**	0,10	0,20	7,98
20	Червонофлотська 35/10	2,5	**0,20**	0,12	0,24	9,5	**0,10**	0,06	0,12	4,8	**0,18**	0,11	0,20	8,2	**0,19**	0,11	0,22	8,91	**0,05**	0,03	0,06	2,4	**0,06**	0,03	0,07	2,66
21	Новодмитровская 35/10	2,5	**0,60**	0,36	0,71	28,2	**0,46**	0,28	0,54	21,5	**0,45**	0,27	0,52	20,8	**0,48**	0,29	0,56	22,28	**0,23**	0,14	0,27	10,9	**0,26**	0,16	0,30	12,06
22	Б.Криниця 35/10	6,5	**0,51**	0,31	0,59	9,1	**0,38**	0,23	0,45	6,9	**0,57**	0,34	0,67	10,3	**0,59**	0,35	0,69	10,57	**0,19**	0,12	0,22	3,5	**0,21**	0,13	0,25	3,84
23	Калининская 35/10	5,0	**0,62**	0,37	0,72	14,5	**0,49**	0,30	0,58	11,5	**0,81**	0,49	0,95	18,9	**0,83**	0,50	0,97	19,31	**0,25**	0,15	0,29	5,8	**0,28**	0,17	0,32	6,45
24	В.Олександрівська 35/10	8,0	**1,67**	1,00	1,95	24,4	**1,83**	1,10	2,13	26,7	**2,29**	1,38	2,67	33,4	**2,63**	1,58	3,06	38,29	**0,92**	0,55	1,08	13,4	**1,03**	0,62	1,20	14,94
25	Н.Кубанська 35/10	3,6	**0,22**	0,13	0,26	7,2	**0,19**	0,11	0,22	6,2	**0,37**	0,22	0,43	11,9	**0,37**	0,22	0,43	11,86	**0,10**	0,06	0,11	3,1	**0,11**	0,06	0,12	3,47
26	Борозенська 35/10	5,0	**0,73**	0,44	0,85	17,1	**0,59**	0,35	0,69	13,7	**0,57**	0,34	0,67	13,4	**0,57**	0,34	0,67	13,37	**0,30**	0,18	0,35	6,9	**0,33**	0,20	0,38	7,69
27	Колос 35/10	1,6	**0,05**	0,03	0,06	3,5	**0,05**	0,03	0,06	3,5	**0,06**	0,04	0,07	4,6	**0,08**	0,05	0,09	5,80	**0,02**	0,01	0,03	1,8	**0,03**	0,02	0,03	1,95
28	Д.Брод 35/10	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,00
29	Вишнева 35/10	1,6	**0,14**	0,09	0,17	10,4	**0,13**	0,08	0,15	9,3	**0,24**	0,14	0,28	17,4	**0,27**	0,16	0,32	19,72	**0,06**	0,04	0,07	4,7	**0,07**	0,04	0,08	5,20
30	Високопільська 35/10	5,0	**0,92**	0,55	1,08	21,5	**0,72**	0,43	0,84	16,7	**1,48**	0,89	1,73	34,5	**1,59**	0,96	1,86	37,13	**0,36**	0,22	0,42	8,4	**0,40**	0,24	0,47	9,36
31	Архангельська 35/10	3,2	**0,76**	0,46	0,89	27,8	**0,64**	0,38	0,74	23,2	**0,84**	0,51	0,98	30,7	**0,80**	0,48	0,93	29,00	**0,32**	0,19	0,37	11,7	**0,36**	0,21	0,42	12,99
32	Вознесенівська 35/10	2,5	**0,16**	0,10	0,19	7,4	**0,14**	0,09	0,17	6,7	**0,19**	0,11	0,22	8,9	**0,21**	0,12	0,24	9,65	**0,07**	0,04	0,08	3,4	**0,08**	0,05	0,09	3,74
33	Кочубеївка 35/10	2,5	**0,29**	0,17	0,33	13,4	**0,25**	0,15	0,30	11,9	**0,56**	0,33	0,65	26,0	**0,48**	0,29	0,56	22,28	**0,13**	0,08	0,15	6,0	**0,14**	0,09	0,17	6,65
Геніческі РЕМ																										
34	Геническ 35/10 (тр-р 1Т)	10,0	**3,00**	1,80	3,49	34,93	**3,50**	2,10	4,09	40,87	**4,93**	2,96	5,75	57,50	**5,26**	3,15	6,13	61,30	**1,77**	1,06	2,06	20,60	**1,96**	1,18	2,29	22,89
35	Геническ 35/10 (тр-р 2Т)	10,0	**2,27**	1,36	2,65	26,49	**3,06**	1,83	3,56	35,64	**3,19**	1,91	3,72	37,19	**3,82**	2,29	4,46	44,55	**1,54**	0,92	1,80	17,96	**1,71**	1,03	2,00	19,96
36	Петрівка 35/10	2,5	**0,42**	0,25	0,49	19,48	**0,48**	0,29	0,56	22,34	**0,86**	0,51	1,00	39,92	**0,88**	0,53	1,02	40,87	**0,24**	0,14	0,28	11,26	**0,27**	0,16	0,31	12,51
37	Партизани 35/10	4,0	**0,60**	0,36	0,70	17,52	**0,73**	0,44	0,86	21,38	**1,02**	0,61	1,19	29,70	**0,92**	0,55	1,07	26,73	**0,37**	0,22	0,43	10,78	**0,41**	0,25	0,48	11,98
38	Н.Григорівка 35/10	4,1	**0,45**	0,27	0,52	12,75	**0,57**	0,34	0,67	16,23	**0,68**	0,41	0,80	19,41	**0,71**	0,43	0,83	20,28	**0,29**	0,17	0,34	8,18	**0,32**	0,19	0,37	9,09
39	Чонгар 35/10	5,0	**0,40**	0,24	0,46	9,27	**0,53**	0,32	0,62	12,36	**0,64**	0,39	0,75	14,97	**0,71**	0,43	0,83	16,63	**0,27**	0,16	0,31	6,23	**0,30**	0,18	0,35	6,92
40	Приазовська 35/10	6,5	**0,73**	0,44	0,86	13,16	**0,88**	0,53	1,02	15,72	**0,96**	0,57	1,12	17,18	**1,02**	0,61	1,19	18,28	**0,44**	0,26	0,51	7,92	**0,49**	0,29	0,57	8,80
41	Вікторівка 35/10	2,5	**0,35**	0,21	0,40	16,16	**0,37**	0,22	0,43	17,11	**0,48**	0,29	0,56	22,34	**0,56**	0,34	0,65	26,14	**0,18**	0,11	0,22	8,62	**0,21**	0,12	0,24	9,58
42	Озеряни 35/10	2,5	**0,05**	0,03	0,06	2,38	**0,05**	0,03	0,06	2,38	**0,09**	0,06	0,11	4,28	**0,05**	0,03	0,06	2,38	**0,03**	0,02	0,03	1,20	**0,03**	0,02	0,03	1,33
43	Генгірка 35/10	8,0	**2,57**	1,54	2,99	37,42	**1,78**	1,07	2,08	25,99	**0,48**	0,29	0,56	6,98	**0,59**	0,35	0,69	8,61	**0,90**	0,54	1,05	13,10	**1,00**	0,60	1,16	14,55

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

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

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

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

Таблиця 8.8 — 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 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**
1	ПС 150/35/10 Бериславська		50,0	**7,88**	4,73	9,19	18,39	**8,70**	5,22	10,15	20,30	**9,21**	5,53	10,74	21,49	**9,21**	5,53	10,74	21,49	**4,77**	2,86	5,57	11,13	**5,30**	3,18	6,18	12,4
	ПС 150/35/10 Бериславська	35 1Т		**1,74**	1,04	2,03		**2,15**	1,29	2,51		**1,02**	0,61	1,19		**1,07**	0,64	1,25		**0,70**	0,42	0,82		**0,78**	0,47	0,91	
	ПС 150/35/10 Бериславська	10 1Т		**1,64**	0,98	1,91		**1,74**	1,04	2,03		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**0,69**	0,41	0,81		**0,77**	0,46	0,90	
	ПС 150/35/10 Бериславська	35 2Т		**4,50**	2,70	5,25		**4,81**	2,89	5,61		**4,91**	2,95	5,73		**5,78**	3,47	6,75		**3,22**	1,93	3,76		**3,58**	2,15	4,18	
	ПС 150/35/10 Бериславська	10 2Т		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**3,28**	1,97	3,82		**2,35**	1,41	2,75		**0,16**	0,09	0,18		**0,17**	0,10	0,20	
2	ПС 150/35/10 Виноградово		80,0	**28,02**	16,81	32,68	40,84	**31,38**	18,83	36,59	45,74	**24,88**	14,93	29,01	36,26	**29,01**	17,41	33,83	42,29	**28,02**	16,81	32,68	40,84	**24,03**	14,42	28,02	35,0
	ПС 150/35/10 Виноградово	35 1Т		**10,54**	6,33	12,30		**11,47**	6,88	13,37		**11,67**	7,00	13,61		**13,72**	8,23	16,00		**10,54**	6,33	12,30		**7,17**	4,30	8,36	
	ПС 150/35/10 Виноградово	10 1Т		**1,20**	0,72	1,40		**1,28**	0,77	1,49		**0,82**	0,49	0,96		**0,96**	0,58	1,12		**1,20**	0,72	1,40		**0,00**	0,00	0,00	
	ПС 150/35/10 Виноградово	35 2Т		**16,28**	9,77	18,98		**18,63**	11,18	21,73		**12,39**	7,43	14,45		**14,33**	8,60	16,71		**16,28**	9,77	18,98		**16,28**	9,77	18,98	
	ПС 150/35/10 Виноградово	10 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		**0,58**	0,35	0,68	
3	ПС 150/35/10 ГНС КЗС		176,0	**39,45**	23,67	46,01	26,14	**46,48**	27,89	54,20	30,80	**8,60**	5,16	10,03	5,70	**8,71**	5,23	10,16	5,77	**8,73**	5,24	10,19	5,79	**9,70**	5,82	11,32	6,4
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	35 1Т		**5,59**	3,35	6,52		**11,98**	7,19	13,97		**2,52**	1,51	2,94		**2,52**	1,51	2,94		**3,53**	2,12	4,12		**3,92**	2,35	4,57	
	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	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 2Т		**0,00**	0,00	0,00		**0,00**	0,00	0,00		**0,08**	0,05	0,10		**0,08**	0,05	0,10		**1,00**	0,60	1,17		**1,12**	0,67	1,30	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	10 3Т		**21,27**	12,76	24,81		**31,12**	18,67	36,29		**3,20**	1,92	3,74		**3,04**	1,82	3,55		**1,44**	0,86	1,68		**1,60**	0,96	1,86	
	ПС 150/35/10 ГНС КЗС	35 4Т		**12,59**	7,56	14,68		**3,38**	2,03	3,94		**2,79**	1,68	3,26		**3,07**	1,84	3,58		**2,76**	1,66	3,22		**3,07**	1,84	3,58	
	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	
4	ПС 150/35/6 ГНС СЗС		25,0	**18,08**	10,85	21,08	84,33	**15,97**	9,58	18,62	74,50	**0,23**	0,14	0,26	1,05	**0,23**	0,14	0,26	1,05	**0,80**	0,48	0,93	3,74	**0,89**	0,53	1,04	4,2
	ПС 150/35/6 ГНС СЗС	35 2Т		**13,98**	8,39	16,31		**12,90**	7,74	15,04		**0,23**	0,14	0,26		**0,23**	0,14	0,26		**0,80**	0,48	0,93		**0,89**	0,53	1,04	
	ПС 150/35/6 ГНС СЗС	6 2Т		**4,09**	2,46	4,78		**3,07**	1,84	3,58		**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		80,0	**45,16**	27,09	52,66	65,83	**47,31**	28,38	55,17	68,96	**6,63**	3,98	7,74	9,67	**7,62**	4,57	8,88	11,10	**8,66**	5,20	10,10	12,63	**9,62**	5,96	11,32	14,1
	ПС 150/35/10 Дудчино	35 1Т		**22,38**	13,43	26,10		**23,49**	14,10	27,40		**2,76**	1,66	3,22		**3,17**	1,90	3,70		**3,89**	2,33	4,54		**3,89**	2,33	4,54	
	ПС 150/35/10 Дудчино	10 1Т		**0,31**	0,18	0,36		**0,26**	0,15	0,30		**0,20**	0,12	0,24		**0,25**	0,15	0,29		**0,08**	0,05	0,10		**0,09**	0,06	0,11	
	ПС 150/35/10 Дудчино	35 2Т		**22,38**	13,43	26,10		**23,49**	14,10	27,40		**3,58**	2,15	4,18		**4,09**	2,46	4,78		**4,91**	2,95	5,73		**5,59**	3,54	6,62	
	ПС 150/35/10 Дудчино	10 2Т		**0,09**	0,06	0,11		**0,06**	0,04	0,07		**0,08**	0,05	0,10		**0,10**	0,06	0,12		**0,05**	0,03	0,05		**0,05**	0,03	0,06	
6	ПС 150/35/6 Карантинна		80,0	**15,36**	9,21	17,91	22,38	**15,36**	9,21	17,91	22,38	**34,19**	17,96	38,62	48,28	**33,78**	17,81	38,19	47,74	**11,93**	7,16	13,91	17,39	**13,26**	7,95	15,46	19,3
	ПС 150/35/6 Карантинна	35 1Т		**1,02**	0,61	1,19		**1,02**	0,61	1,19		**9,62**	5,77	11,22		**10,35**	6,21	12,07		**0,31**	0,18	0,36		**6,40**	3,84	7,46	
	ПС 150/35/6 Карантинна	6 1Т		**3,28**	1,97	3,82		**3,28**	1,97	3,82		**4,71**	1,74	5,02		**5,32**	1,89	5,65		**2,83**	1,70	3,30		**3,07**	1,84	3,58	
	ПС 150/35/6 Карантинна	35 2Т		**7,78**	4,67	9,07		**7,78**	4,67	9,07		**14,74**	8,60	17,07		**13,42**	8,05	15,65		**5,73**	3,44	6,69		**0,31**	0,18	0,36	
	ПС 150/35/6 Карантинна	6 2Т		**3,28**	1,97	3,82		**3,28**	1,97	3,82		**5,12**	1,84	5,44		**4,71**	1,64	4,99		**3,07**	1,84	3,58		**3,48**	2,09	4,06	
7	ПС 150/35/6 Комбайнова		126,0	**3,48**	2,09	4,06	3,22	**2,25**	1,35	2,63	2,08	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**2,56**	1,54	2,98	2,37	**2,56**	1,54	2,98	2,4
	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	
	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		**2,56**	1,54	2,98		**2,56**	1,54	2,98	
	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	
	ПС 150/35/6 Комбайнова	6 2Т		**3,48**	2,09	4,06		**2,25**	1,35	2,63		**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		64,0	**6,80**	4,08	7,93	12,39	**8,96**	5,37	10,45	16,32	**10,24**	6,14	11,94	18,65	**12,56**	7,54	14,65	22,89	**8,21**	4,93	9,57	14,96	**9,12**	5,47	10,64	16,6
	ПС 150/10/10 Комунальна	1сш10		**2,88**	1,73	3,35		**4,07**	2,44	4,75		**3,84**	2,30	4,48		**4,80**	2,88	5,60		**3,67**	2,20	4,28		**4,07**	2,44	4,75	
	ПС 150/10/10 Комунальна	3сш10		**0,56**	0,34	0,66		**0,56**	0,34	0,66		**1,76**	1,06	2,05		**1,92**	1,15	2,24		**0,58**	0,35	0,68		**0,64**	0,39	0,75	
	ПС 150/10/10 Комунальна	2сш10		**1,28**	0,77	1,49		**1,84**	1,11	2,15		**2,08**	1,25	2,42		**2,79**	1,68	3,26		**1,73**	1,04	2,02		**1,92**	1,15	2,24	
	ПС 150/10/10 Комунальна	4сш10		**2,08**	1,25	2,42		**2,48**	1,49	2,89		**2,56**	1,54	2,98		**3,04**	1,82	3,55		**2,23**	1,34	2,60		**2,48**	1,49	2,89	
9	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка		50,0	**21,13**	12,68	24,64	49,28	**19,91**	11,95	23,22	46,44	**12,48**	7,49	14,55	29,11	**12,42**	7,45	14,48	28,96	**10,08**	6,05	11,75	23,51	**11,20**	6,72	13,06	26,1
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 1Т		**14,84**	8,91	17,31		**13,41**	8,05	15,64		**8,06**	4,83	9,40		**8,56**	5,14	9,98		**6,29**	3,78	7,34		**6,99**	4,20	8,15	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 1Т		**1,00**	0,60	1,17		**1,50**	0,90	1,75		**2,03**	1,22	2,36		**2,27**	1,36	2,65		**0,98**	0,59	1,14		**1,09**	0,65	1,27	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	35 2Т		**4,75**	2,85	5,54		**4,20**	2,52	4,89		**1,23**	0,74	1,43		**0,43**	0,26	0,50		**2,27**	1,36	2,64		**2,52**	1,51	2,94	
	ПС 150/35/10 Н.Олексіївка	10 2Т		**0,53**	0,32	0,62		**0,80**	0,48	0,93		**1,17**	0,70	1,36		**1,16**	0,69	1,35		**0,54**	0,33	0,63		**0,60**	0,36	0,70	

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

№ за/п.	Назва ПС 35кВ	S вст., МВА	Літо 2024р.								Зима 2024р.								Міжсезоння 2024р.							
			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	**3,02**	1,81	3,52	27,95	**2,97**	1,78	3,46	27,48	**4,03**	2,42	4,70	37,33	**4,06**	2,44	4,74	37,62	**1,50**	0,90	1,74	13,85	**1,66**	1,00	1,94	15,39
2	М.Лепетиха 35/10	8,8	**0,42**	0,25	0,49	5,56	**0,35**	0,21	0,41	4,61	**0,40**	0,24	0,47	5,29	**0,49**	0,29	0,57	6,51	**0,18**	0,11	0,20	2,32	**0,19**	0,12	0,23	2,58
3	Миколаївка 35/10	6,3	**0,21**	0,13	0,25	3,98	**0,26**	0,15	0,30	4,74	**0,34**	0,20	0,39	6,25	**0,26**	0,15	0,30	4,74	**0,13**	0,08	0,15	2,39	**0,14**	0,09	0,17	2,65
4	В.Рогачик 35/10	8,0	**1,23**	0,74	1,43	17,91	**1,42**	0,85	1,66	20,74	**1,60**	0,96	1,86	23,28	**1,60**	0,96	1,86	23,28	**0,72**	0,43	0,84	10,45	**0,80**	0,48	0,93	11,62
5	Ушкалка 35/10	4,3	**0,34**	0,20	0,39	9,16	**0,42**	0,25	0,49	11,38	**0,43**	0,26	0,50	11,66	**0,46**	0,28	0,54	12,49	**0,21**	0,13	0,25	5,74	**0,24**	0,14	0,27	6,37
6	Первомаївка 35/10	2,5	**0,40**	0,24	0,47	18,62	**0,42**	0,25	0,49	19,58	**0,39**	0,23	0,45	18,15	**0,48**	0,29	0,56	22,44	**0,21**	0,13	0,25	9,87	**0,24**	0,14	0,27	10,96
7	Самойлівка 35/10	2,5	**0,09**	0,06	0,11	4,30	**0,12**	0,07	0,14	5,73	**0,12**	0,07	0,14	5,73	**0,16**	0,10	0,19	7,64	**0,06**	0,04	0,07	2,89	**0,07**	0,04	0,08	3,21
Високопільські РЕМ																										
8	Н.Воронцовська 35/10	8,0	**0,92**	0,55	1,07	13,4	**0,72**	0,43	0,84	10,4	**0,56**	0,34	0,65	8,2	**0,36**	0,22	0,42	5,26	**0,48**	0,29	0,56	7,0	**0,40**	0,24	0,47	5,85
9	Погранична 35/10	4,0	**0,31**	0,18	0,36	9,0	**0,31**	0,18	0,36	9,0	**0,30**	0,18	0,35	8,9	**0,15**	0,09	0,18	4,51	**0,16**	0,10	0,19	4,7	**0,17**	0,10	0,20	5,01
10	Хрещенівська 35/10	2,5	**0,20**	0,12	0,24	9,6	**0,10**	0,06	0,12	4,8	**0,40**	0,24	0,47	18,7	**0,05**	0,03	0,06	2,41	**0,11**	0,06	0,12	5,0	**0,06**	0,03	0,07	2,67
11	Осокорівська 35/10	2,5	**0,31**	0,18	0,36	14,3	**0,20**	0,12	0,24	9,6	**0,48**	0,29	0,56	22,4	**0,10**	0,06	0,12	4,81	**0,16**	0,10	0,19	7,4	**0,11**	0,07	0,13	5,35
12	Піонер 35/10	5,0	**0,31**	0,18	0,36	7,2	**0,31**	0,18	0,36	7,2	**0,21**	0,12	0,24	4,9	**0,15**	0,09	0,18	3,61	**0,16**	0,10	0,19	3,7	**0,17**	0,10	0,20	4,01
13	З.Балка 35/10 Т-1	2,5	**0,10**	0,06	0,12	4,8	**0,10**	0,06	0,12	4,8	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,05**	0,03	0,06	2,41	**0,05**	0,03	0,06	2,5	**0,06**	0,03	0,07	2,67
14	З.Балка 35/6 Т-3 (зрош.)	4,0	**0,82**	0,49	0,96	23,9	**0,82**	0,49	0,96	23,9	**0,26**	0,15	0,30	7,5	**0,41**	0,25	0,48	12,03	**0,43**	0,26	0,50	12,4	**0,46**	0,28	0,53	13,37
15	Біляївська 35/10	5,0	**0,20**	0,12	0,24	4,8	**0,20**	0,12	0,24	4,8	**0,72**	0,43	0,84	16,8	**0,10**	0,06	0,12	2,41	**0,11**	0,06	0,12	2,5	**0,11**	0,07	0,13	2,67
16	Янтарна 35/10	2,5	**0,72**	0,43	0,84	33,4	**0,61**	0,37	0,72	28,7	**0,40**	0,24	0,47	18,7	**0,31**	0,19	0,36	14,44	**0,37**	0,22	0,43	17,4	**0,34**	0,21	0,40	16,05
17	Світлічна 35/10	1,6	**0,31**	0,18	0,36	22,4	**0,20**	0,12	0,24	14,9	**0,37**	0,22	0,43	26,8	**0,10**	0,06	0,12	7,52	**0,16**	0,10	0,19	11,6	**0,11**	0,07	0,13	8,36
18	Гаврилівка 35/10	2,5	**0,41**	0,25	0,48	19,1	**0,41**	0,25	0,48	19,1	**0,37**	0,22	0,43	17,2	**0,21**	0,12	0,24	9,63	**0,21**	0,13	0,25	9,9	**0,23**	0,14	0,27	10,70
19	Воскресенівська 35/10	2,5	**0,31**	0,18	0,36	14,3	**0,31**	0,18	0,36	14,3	**0,18**	0,11	0,21	8,2	**0,15**	0,09	0,18	7,22	**0,16**	0,10	0,19	7,4	**0,17**	0,10	0,20	8,02
20	Червонофлотська 35/10	2,5	**0,20**	0,12	0,24	9,6	**0,10**	0,06	0,12	4,8	**0,18**	0,11	0,21	8,2	**0,05**	0,03	0,06	2,41	**0,11**	0,06	0,12	5,0	**0,06**	0,03	0,07	2,67
21	Новодмитровская 35/10	2,5	**0,61**	0,36	0,71	28,4	**0,46**	0,28	0,54	21,6	**0,45**	0,27	0,52	20,9	**0,23**	0,14	0,27	10,91	**0,32**	0,19	0,37	14,7	**0,26**	0,16	0,30	12,12
22	Б.Криниця 35/10	6,5	**0,51**	0,31	0,60	9,2	**0,38**	0,23	0,45	6,9	**0,58**	0,35	0,67	10,3	**0,19**	0,12	0,23	3,47	**0,27**	0,16	0,31	4,8	**0,21**	0,13	0,25	3,86
23	Калининская 35/10	5,0	**0,62**	0,37	0,73	14,6	**0,50**	0,30	0,58	11,6	**0,82**	0,49	0,95	19,0	**0,25**	0,15	0,29	5,83	**0,32**	0,19	0,38	7,6	**0,28**	0,17	0,32	6,48
24	В.Олександрівська 35/10	8,0	**1,68**	1,01	1,96	24,5	**1,84**	1,10	2,15	26,8	**2,30**	1,38	2,69	33,6	**0,93**	0,56	1,08	13,51	**0,87**	0,52	1,02	12,7	**1,03**	0,62	1,20	15,02
25	Н.Кубанська 35/10	3,6	**0,22**	0,13	0,26	7,3	**0,19**	0,12	0,22	6,2	**0,37**	0,22	0,43	11,9	**0,10**	0,06	0,11	3,13	**0,12**	0,07	0,14	3,8	**0,11**	0,06	0,13	3,48
26	Борозенська 35/10	5,0	**0,74**	0,44	0,86	17,2	**0,59**	0,36	0,69	13,8	**0,58**	0,35	0,67	13,4	**0,30**	0,18	0,35	6,96	**0,38**	0,23	0,45	8,9	**0,33**	0,20	0,39	7,73
27	Колос 35/10	1,6	**0,05**	0,03	0,06	3,5	**0,05**	0,03	0,06	3,5	**0,06**	0,04	0,07	4,7	**0,02**	0,01	0,03	1,76	**0,02**	0,01	0,03	1,8	**0,03**	0,02	0,03	1,96
28	Д.Брод 35/10	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,00	**0,00**	0,00	0,00	0,0	**0,00**	0,00	0,00	0,00
29	Вишнева 35/10	1,6	**0,14**	0,09	0,17	10,5	**0,13**	0,08	0,15	9,3	**0,24**	0,14	0,28	17,5	**0,06**	0,04	0,08	4,70	**0,07**	0,04	0,09	5,5	**0,07**	0,04	0,08	5,22
30	Високопільська 35/10	5,0	**0,93**	0,56	1,08	21,6	**0,72**	0,43	0,84	16,8	**1,49**	0,89	1,73	34,7	**0,36**	0,22	0,42	8,46	**0,48**	0,29	0,56	11,3	**0,40**	0,24	0,47	9,40
31	Архангельська 35/10	3,2	**0,77**	0,46	0,90	28,0	**0,64**	0,38	0,75	23,3	**0,85**	0,51	0,99	30,9	**0,32**	0,19	0,38	11,75	**0,40**	0,24	0,47	14,6	**0,36**	0,21	0,42	13,06
32	Вознесенівська 35/10	2,5	**0,16**	0,10	0,19	7,5	**0,14**	0,09	0,17	6,7	**0,19**	0,12	0,22	9,0	**0,07**	0,04	0,08	3,38	**0,08**	0,05	0,10	3,9	**0,08**	0,05	0,09	3,76
33	Кочубеївка 35/10	2,5	**0,29**	0,17	0,34	13,4	**0,26**	0,15	0,30	11,9	**0,56**	0,34	0,65	26,1	**0,13**	0,08	0,15	6,02	**0,15**	0,09	0,17	7,0	**0,14**	0,09	0,17	6,69
Геніческі РЕМ																										
34	Геническ 35/10 (тр-р 1Т)	10,0	**3,01**	1,81	3,51	35,10	**3,52**	2,11	4,11	41,07	**4,95**	2,97	5,78	57,78	**5,28**	3,17	6,16	61,60	**1,77**	1,06	2,07	20,70	**1,97**	1,18	2,30	23,00
35	Геническ 35/10 (тр-р 2Т)	10,0	**2,28**	1,37	2,66	26,62	**3,07**	1,84	3,58	35,82	**3,20**	1,92	3,74	37,37	**3,84**	2,30	4,48	44,77	**1,55**	0,93	1,81	18,05	**1,72**	1,03	2,01	20,06
36	Петрівка 35/10	2,5	**0,42**	0,25	0,49	19,58	**0,48**	0,29	0,56	22,44	**0,86**	0,52	1,00	40,11	**0,88**	0,53	1,03	41,07	**0,24**	0,15	0,28	11,31	**0,27**	0,16	0,31	12,57
37	Партизани 35/10	4,0	**0,60**	0,36	0,70	17,61	**0,74**	0,44	0,86	21,49	**1,02**	0,61	1,19	29,85	**0,92**	0,55	1,07	26,86	**0,37**	0,22	0,43	10,83	**0,41**	0,25	0,48	12,03
38	Н.Григорівка 35/10	4,1	**0,45**	0,27	0,53	12,81	**0,57**	0,34	0,67	16,31	**0,69**	0,41	0,80	19,51	**0,72**	0,43	0,84	20,38	**0,29**	0,17	0,34	8,22	**0,32**	0,19	0,37	9,13
39	Чонгар 35/10	5,0	**0,40**	0,24	0,47	9,31	**0,53**	0,32	0,62	12,42	**0,64**	0,39	0,75	15,04	**0,72**	0,43	0,84	16,71	**0,27**	0,16	0,31	6,26	**0,30**	0,18	0,35	6,95
40	Приазовська 35/10	6,5	**0,74**	0,44	0,86	13,22	**0,88**	0,53	1,03	15,80	**0,96**	0,58	1,12	17,27	**1,02**	0,61	1,19	18,37	**0,44**	0,27	0,52	7,96	**0,49**	0,30	0,57	8,85
41	Вікторівка 35/10	2,5	**0,35**	0,21	0,41	16,24	**0,37**	0,22	0,43	17,19	**0,48**	0,29	0,56	22,44	**0,56**	0,34	0,66	26,26	**0,19**	0,11	0,22	8,66	**0,21**	0,12	0,24	9,63
42	Озеряни 35/10	2,5	**0,05**	0,03	0,06	2,39	**0,05**	0,03	0,06	2,39	**0,09**	0,06	0,11	4,30	**0,05**	0,03	0,06	2,39	**0,03**	0,02	0,03	1,20	**0,03**	0,02	0,03	1,34
43	Генгірка 35/10	8,0	**2,58**	1,55	3,01	37,61	**1,79**	1,07	2,09	26,12	**0,48**	0,29	0,56	7,01	**0,59**	0,36	0,69	8,66	**0,90**	0,54	1,05	13,16	**1,00**	0,60	1,17	14,62

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

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

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

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

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, ураховуючи 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 01.03.2019р.

Розрахунки виконані за допомогою програмного комплексу "Дакар ЕЛЕКС V.16.1". Літні режими роботи мереж розраховані при температурі навколишнього середовища +35°С, зимові — при температурі -5°С, міжсезоння — при температурі +25°С.

Нормальний режим роботи електричної мережі станом роботи в літній, зимовий період та міжсезоння 2018 року розрахований для денного зниження та вечірнього максимуму навантажень показав, що пропускна спроможність елементів мережі не перевищує тривало допустимі норми, рівні напруги знаходяться в допустимих межах.

Розрахунки нормальних режимів роботи електричної мережі в характерні періоди їх роботи у 2019, 2020 роках і в перспективі до 2024 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. Відсутність РПН для регулювання напруги силовими трансформаторами на підстанції 150 кВ "ХНПЗ" в літній період та міжсезоння з урахуванням генеруючої потужності яка буде приєднана до мереж, призведе до підвищення напруги по стороні 6, 35 кВ вище 5%.

Розрахунки ремонтних режимів роботи електричної мережі в характерні періоди їх роботи у 2019, 2020 роках і в перспективі до 2024 року вказують на те, що у період літа та міжсезоння при зменшені потужності споживання та при максимальній генеруючій потужності ВДЕ яка буде приєднана до мереж, навантаження ПЛ 150 кВ "Н.Троїцьк — Партизани" та ПЛ 150 кВ "П.Покровська — Жовтнева" складе близько 95-99% 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 характеризується кількістю, тривалістю перерв в електропостачанні та обсягом недовідпущеної електричної енергії

Надійність (безперервність) електропостачання споживача характеризується такими показниками:

1) 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

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^{k} t_i \times n_i}{n}, \text{ хв},$$

де ti - тривалість і-ї довгої перерви в електропостачанні, хв;

ni - кількість точок комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання у результаті і-ї довгої перерви в електропостачанні, шт.;

k - кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду;

i - номер довгої перерви в електропостачанні, i = 1, 2, 3, ... k;

n - загальна кількість точок комерційного обліку електричної енергії, шт.;

2) індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIFI) розраховується як відношення сумарної кількості відключених точок комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання внаслідок усіх довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду, до загальної кількості точок комерційного обліку електричної енергії за формулою

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{k} n_i}{n},$$

де ni - кількість точок комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання у результаті і-ї довгої перерви в електропостачанні, шт.;

k - кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду;

i - номер довгої перерви в електропостачанні, i = 1, 2, 3, ... k;

n - загальна кількість точок комерційного обліку електричної енергії, шт.;

3) індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні в системі (MAIFI) розраховується як відношення сумарної кількості відключених точок комерційного обліку електричної енергії протягом звітного періоду до загальної кількості точок комерційного обліку електричної енергії за формулою

$$MAIFI = \frac{\sum_{j=1}^{r} n_j}{n},$$

де nj - кількість точок комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання у результаті j-ї короткої перерви в електропостачанні, шт.;

r - кількість коротких перерв в електропостачанні протягом звітного періоду;

j - номер короткої перерви в електропостачанні, j = 1, 2, 3, ... r;

n - загальна кількість точок комерційного обліку електричної енергії, шт.;

4) розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS) розраховується як сума добутків кількості точок комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання, на тривалість довгої перерви та на середнє споживання електроенергії на відповідному рівні напруги за формулою

$$ENS = \sum_{i=1}^{k} \frac{n_i^{Z_1} \times t_i \times Q^{Z_1}}{T}$$, тис. кВт·год,

де Zl - ознака рівня напруги та відповідної території (Z1 - 0,4 кВ - міський населений пункт, Z2 - 0,4 кВ - сільський населений пункт, Z3 - 6-20 кВ - міський населений пункт, Z4 - 6-20 кВ - сільський населений пункт, Z5 - 27,5-35 кВ, Z6 - 110/154 кВ);

i - номер довгої перерви в електропостачанні, i = 1, 2, 3, ... k;

niZ1 - кількість точок комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання внаслідок і-ї довгої перерви, з Zl-ю ознакою рівня напруги та відповідної території, шт.;

ti - тривалість і-ї довгої перерви в електропостачанні, хв;

QZ1 - середньомісячне споживання електричної енергії в попередньому році на одну точку комерційного обліку електричної енергії з Zl-ю ознакою рівня напруги та відповідної території, тис. кВт·год;

T - звітний період часу (середньомісячний за рік), перерахований у хвилинах, T = 43800

Фактичні показники надійності (безперервності) електропостачання споживачів за 2018 рік наведено у формі звітності 11-НКРЕКП (додається).

Фактичні значення загального показника SAIDI наведені в таблиці 10.1.1.

Таблиця 10.1.1.

Показники SAIDI та ENS за 2012-2018 роки.

Показник	2012р.	2013р.	2014р.	2015р.	2016р.	2017р.	2018р.
SAIDI, хв	2673	2660	4809	3645	4036	3010	3248
ENS, тис.кВт*год	8726	9101	17907	12705	13697	10707	10939

Аналіз динаміки показників SAIDI за період 2012-2018 вказує що загальний показник SAIDI по Товариству поступово зменшується.

Відповідно до статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» та статті 18 Закону України «Про ринок електричної енергії» Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг затверджує цільові показники надійності (безперервності) електропостачання для ліцензіатів, що здійснюють господарську діяльність з розподілу електричної енергії.

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.

Фактичні значення цільових показників надійності для міської території (SAIDI_m), сільської території (SAIDI_c) за період 2012-2018 роки наведено у таблиці 10.1.2.

Таблиця 10.1.2

Фактичні значення цільових показників надійності (безперервності) для міської території (SAIDI_m), сільської території (SAIDI_c) за період 2012-2018 роки .

Показник	2012р.	2013р.	2014р.	2015р.	2016р.	2017р.	2018р.
SAIDI_m	609	463	756	833	656	621	685
SAIDI_c	511	519	1039	936	988	901	1011

Аналіз динаміки цільових показників надійності (безперервності) електропостачання споживачів, вказує, що заходи, що впроваджувались Товариством протягом останніх років, направленні на підтримання усталених рівнів показників.

За аналізом реєстрів перерв в електропостачанні складено перелік об'єктів електричних мереж (ПЛ,ТП), що мають найгірші показники надійності (безперервності) електропостачання за попередні три роки. За базовий було взято об'єкти з найгіршими показниками у 2016 році. Було проаналізовано результати вжитих заходів та розроблено нові заходи, направлені на покращення показників надійності (безперервності) електропостачання по цим об'єктам.

Перелік цих об'єктів із зазначенням заходів на поліпшення ситуації по цим об'єктам зазначено в таблицях 10.1.3 – 10.1.5.

Таблиця 10.1.3

Перелік ПЛ 6-10кВ з найгіршими показниками SAIDI
із відповідним зазначенням заходів на поліпшення ситуації по цим об'єктам.

№	Диспетчерська	Підрозділ	Рік	Вжиті	Заплановані

з/п	назва обладнання		2016 (базовий)	2017	2018	заходи/рік виконання	заходи, рік
			Частка SAIDI по компанії, %				
1	773	ХРЕМ	1.43%	0.27%	0.40%	Реклоузер/ 2018	
2	1907	Олешківські РЕМ	1.19%	1.13%	0.44%	Реклоузер/ 2018	
3	556	ХРЕМ	1.17%	1.08%	1.00%	КР/2018	
4	2217	ХРЕМ	1.02%	0.00%	0.93%	КР/2018	
5	652	Генічеські РЕМ	1.00%	0.25%	0.47%	КР/2018	
6	6411	Генічеські РЕМ	0.97%	0.52%	1.53%	Реклоузер/ 2018	
7	8305	Чаплинські РЕМ	0.97%	1.72%	0.72%	КР/2018	
8	3608	ХРЕМ	0.95%	0.34%	0.23%	Реклоузер/ 2017	Реконстр./ 2023
9	820	ХРЕМ	0.83%	0.17%	0.56%	КР/2017	Реклоузер/ 2020
10	763	Чаплинські РЕМ	0.82%	0.81%	0.52%	КР/2016	
11	3921	ХРЕМ	0.79%	0.11%	0.37%	ТО/2018	
12	504	ХРЕМ	0.78%	0.27%	0.64%	КР/2018	Реклоузер/ 2019
13	8303	Чаплинські РЕМ	0.73%	1.62%	0.08%	Реклоузер/ 2018	
14	83	Н.Каховські РЕМ	0.69%	0.97%	0.20%	Реклоузер/ 2017	
15	1063	Н.Каховські РЕМ	0.67%	0.00%	0.05%	ТО/2019	
16	612	Н.Троїцькі РЕМ	0.66%	0.00%	0.44%	КР/2018	Реклоузер/ 2022
17	1306	Високопільські РЕМ	0.66%	0.19%	0.06%	ТО/2018	Реклоузер/ 2023
18	274	Каховські РЕМ	0.64%	0.38%	0.35%	Реклоузер/ 2018	
19	2002	Олешківські РЕМ	0.62%	0.71%	0.52%	Реклоузер/ 2018	
20	1114	Н.Каховські РЕМ	0.60%	0.50%	0.16%	ТО/2018	Реклоузер/ 2019
21	1843	Скадовські РЕМ	0.57%	0.41%	0.21%	КР/2018	
22	1942	Олешківські РЕМ	0.56%	0.44%	0.36%	КР/2018	Реклоузер/ 2021
23	3408	ХРЕМ	0.55%	0.36%	0.34%	КР/2018	
24	765	Чаплинські РЕМ	0.55%	0.27%	0.00%	ТО/2018	
25	632	ХРЕМ	0.52%	0.80%	0.56%	КР/2019	
26	1981	Олешківські РЕМ	0.51%	0.43%	0.44%	ТО/2019	Реклоузер/ 2021
27	714	Генічеські РЕМ	0.50%	0.04%	0.65%	КР/2019	Реклоузер/ 2024
28	2302	ХРЕМ	0.50%	0.24%	0.09%	Реконстр./ 2019	
29	611	Н.Троїцькі РЕМ	0.47%	0.91%	1.07%	Реклоузер/ 2018	
30	625	Н.Каховські РЕМ	0.46%	0.72%	0.35%	КР/2019	
31	8411	Чаплинські РЕМ	0.45%	0.12%	0.15%	ТО/2019	
32	606	Н.Каховські РЕМ	0.45%	0.44%	0.00%	Реклоузер/ 2017	

33	601	Н.Каховські РЕМ	0.45%	0.76%	0.13%	ТО/2018	
34	1906	Олешківські РЕМ	0.45%	0.41%	1.22%	ТО/2019	
35	551	ХРЕМ	0.43%	0.12%	0.05%	ТО/2017	
36	322	В.Лепетиські РЕМ	0.42%	0.00%	0.41%	ТО/2018	Реклоузер/ 2019
37	08 (Силикатная)	ХРЕМ	0.41%	0.07%	0.00%	ТО/2019	Реконстр./ 2023
38	1321	Високопільські РЕМ	0.40%	0.08%	0.11%	ТО/2017	
39	573	ХРЕМ	0.40%	0.11%	0.57%	ТО/2019	Реклоузер/ 2019
40	1131	Н.Каховські РЕМ	0.39%	0.28%	0.00%	ТО/2018	
41	1025	ХРЕМ	0.39%	0.23%	0.06%	ТО/2017	
42	51	Н.Каховські РЕМ	0.38%	0.43%	0.15%	ТО/2018	
43	561	ХРЕМ	0.38%	0.50%	0.05%	Реклоузер/ 2018	

Таблиця 10.1.4

Перелік ПЛ-0.4кВ з найгіршими показниками SAIDI із відповідним зазначенням заходів на поліпшення ситуації по цим об'єктам.

№ з/п	Диспетчерська назва обладнання	Підрозділ	Рік			Вжиті заходи/рік виконання	Заплановані заходи, рік
			2016 (базовий)	2017	2018		
			Частка SAIDI по компанії, %				
1	ТП-409Л-1(відКТП-409)	ХРЕМ	1.42%	0.55%	0.31%	Реконстр./ 2018	
2	ТП-207Л-1(відКТП-207)	ХРЕМ	0.98%	0.00%	0.00%	Реконстр./ 2016	
3	ТП-788Л-1(відКТП-788)	ХРЕМ	0.81%	0.00%	0.00%	Реконстр./ 2018	
4	ТП-799Л-1(відКТП-799)	ХРЕМ	0.68%	0.29%	0.00%	КР/2018	
5	3ТП-13_руб6	ХРЕМ	0.66%	0.00%	0.00%	ТО/2018	
6	ТП-200Л-5(відКТП-200)	ХРЕМ	0.65%	0.31%	0.10%	ТО/2017	
7	ТП-224Л-1(відКТП-224)	ХРЕМ	0.56%	0.94%	0.25%	ТО/2019	Реконстр./ 2021
8	ТП-2061ТЛ-1(від3ТП-2061Т)	ХРЕМ	0.51%	0.00%	0.00%	ТО/2018	
9	ТП-221Л-2(відКТП-221)	ХРЕМ	0.51%	0.00%	0.00%	Реконстр./ 2019	
10	ТП-720АЛ-1(відКТП-720А)	ХРЕМ	0.50%	0.00%	0.00%	КР/2018	
11	ТП-617Л-1(відКТП-617)	ХРЕМ	0.47%	0.00%	0.00%	ТО/2017	
12	ТП-227Л-4(від3ТП-227)	ХРЕМ	0.47%	0.24%	0.41%	ТО/2017	Реконстр./ 2021
13	ТП-864Л-1(відКТП-864)	ХРЕМ	0.44%	0.09%	0.30%	ТО/2018	Реконстр./ 2020
14	ТП-738Л-1(від3ТП-738)	ХРЕМ	0.42%	0.39%	0.13%	ТО/2018	
15	ТП-21Л-5(відКТП-21)	ХРЕМ	0.41%	0.12%	0.00%	КР/2017	Реконстр./ 2022
16	РП-ПодпольныйЛ-1(відРП-Подпольный)	ХРЕМ	0.41%	0.00%	0.00%	ТО/2017	
17	ТП-162Л-3(від3ТП-162)	ХРЕМ	0.40%	0.11%	0.00%	ТО/2017	
18	ТП-842Л-1Білозерка(від-КТП-842Білозерка)	ХРЕМ	0.39%	0.00%	0.00%	ТО/2017	
19	ТП-832Л-1Білозерка(від-КТП-832Білозерка)	ХРЕМ	0.39%	0.00%	0.05%	КР/2019	Реконстр./ 2022
20	ТП-722Л-1(відКТП-722)	ХРЕМ	0.36%	0.00%	0.20%	ТО/2017	Реконстр./ 2020
21	ТП-93Л-3(від3ТП-93)	ХРЕМ	0.36%	0.00%	0.00%	Реконстр./	

						2017	
22	ТП-18Л-2Каланчак(відКТП-18Каланчак)	Чаплинські РЕМ	0.32%	0.07%	0.00%	КР/2018	
23	ТП-161Л-1Каланчак(від-КТП-161Каланчак)	Чаплинські РЕМ	0.31%	0.00%	0.17%		ТО/2020
24	ТП-27Л-13(від3ТП-27)	ХРЕМ	0.31%	0.00%	0.08%	ТО/2019	Реконстр./ 2020
25	ТП-166Л-1(від3ТП-166)	ХРЕМ	0.30%	0.16%	0.00%	ТО/2017	
26	ТП-3Л-1(відКТП-3)	ХРЕМ	0.30%	0.00%	0.31%	КР/2018	
27	ТП-900Л-1Білозерка(від-КТП-900Білозерка)	ХРЕМ	0.29%	0.00%	0.06%	КР/2018	
28	ТП-12Л-3(від3ТП-121Т)	Голопри-станьські РЕМ	0.28%	0.00%	0.00%	ТО/2019	
29	ТП-204Л-1(відКТП-204)	ХРЕМ	0.28%	0.00%	0.00%	ТО/2018	Реконстр./ 2022
30	ТП-808Л-1Білозерка(від-КТП-808Білозерка)	ХРЕМ	0.27%	0.13%	0.08%	КР/2018	Реконструкція/2020 (встановлення розванта-жувального ТП)
31	ТП-640Л-1Білозерка(від-КТП-640Білозерка)	ХРЕМ	0.26%	0.00%	0.00%	ТО/2019	
32	ТП-253Л-3(відКТП-253)	ХРЕМ	0.25%	0.10%	0.00%	Реконстр./ 2016	
33	ТП-3Л-4(відКТП-3)	ХРЕМ	0.25%	0.00%	0.00%	КР/2018	
34	КТП-18_руб3	ХРЕМ	0.25%	0.00%	0.00%	ТО/2016	
35	ТП-661Л-1(відКТП-661)	ХРЕМ	0.24%	0.00%	0.00%	Реконстр./ 2019	

Таблиця 10.1.5

Перелік ТП (6-10)/0.4кВ з найгіршими показниками SAIDI із відповідним зазначенням заходів на поліпшення ситуації по цим об'єктам.

№ з/п	Диспетчерська назва обладнання	Підрозділ	Рік			Вжиті заходи/рік виконання	Заплановані заходи, рік
			2016 (базовий)	2017	2018		
			Частка SAIDI по компанії, %				
1	3ТП-315	ХРЕМ			0.41%	Реконстр./ 2018	
2	3ТП-5321Т	ХРЕМ			0.29%	КР/2017	Реконстр./ 2020 (заміна силового тр-ра)
3	3ТП-5101Т	ХРЕМ		0.10%	0.18%	КР/2019	
4	3ТП-6811Т	ХРЕМ			0.26%	КР/2019	
5	КТП-404	Н.Троїцькі РЕМ			0.25%	КР/2018	
6	КТП-208	ХРЕМ		0.10%	0.13%	КР/2018	
7	3ТП-34	ХРЕМ		0.10%	0.10%	Реконстр./ 2018	
8	КТП-723	ХРЕМ			0.18%	КР/2019	
9	КТП-856Білозе-рка	ХРЕМ		0.06%	0.10%	КР/2019	
10	КТП-224	ХРЕМ		0.05%	0.11%	КР/2019	
11	3ТП-4111Т	ХРЕМ			0.15%	Реконстр./ 2018	
12	КТП-2	Голопристаньські РЕМ		0.07%	0.08%	ТО/2019	
13	КТП-818Білозе-рка	ХРЕМ		0.09%	0.06%	КР/2018	

14	3ТП-12	Н.Каховські РЕМ			0.14%	КР/2018	
15	КТП-182	Н.Троїцькі РЕМ			0.14%	ТО/2019	
16	3ТП-2821Т	ХРЕМ			0.14%	ТО/2018	Реконстр./ 2022 (встановлення роз-вантажувального ТП)
17	3ТП-27	ХРЕМ		0.08%	0.05%	ТО/2017	Реконстр./ 2020 (встановлення роз-вантажувального ТП)
18	3ТП-123	ХРЕМ			0.12%	ТО/2018	
19	3ТП-287	ХРЕМ		0.12%		Реконстр./ 2017	Реконстр./ 2020
20	3ТП-8422Т	ХРЕМ		0.12%		Реконстр./ 2017	
21	3ТП-13	ХРЕМ			0.11%	ТО/2019	
22	3ТП-227	ХРЕМ			0.11%	Реконстр./ 2018	Реконстр./ 2021 (ремонт ПЛ 0.4 кВ)
23	3ТП-505	ХРЕМ		0.11%		КР/2018	Реконстр./ 2020
24	КТП-162Кала-нчак	Чаплинські РЕМ			0.11%	ТО/2019	
25	КТП-469Білозе-рка	ХРЕМ			0.11%	КР/2019	Реконстр./ 2022 (встановлення роз-вантажувального ТП)
26	КТП-141	Н.Каховські РЕМ		0.11%		ТО/2019	
27	КТП-820Білозе-рка	ХРЕМ			0.10%	КР/2019	Реконстр./ 2021 (ремонт ПЛ 0.4 кВ)
28	КТП-119	ХРЕМ		0.06%	0.04%	ТО/2017	
29	КТП-034	Генічеські РЕМ			0.10%	ТО/2018	
30	3ТП-429	ХРЕМ		0.10%		Реконстр./ 2017	
31	КТП-42	Н.Троїцькі РЕМ		0.10%		КР/2017	
32	КТП-724	ХРЕМ		0.10%		ТО/2019	
33	3ТП-5782Т	ХРЕМ			0.09%	КР/2019	
34	3ТП-391Т	Каховські РЕМ		0.09%		КР/2017	
35	3ТП-5322Т	ХРЕМ		0.09%		ТО/2018	Реконстр./ 2020 (заміна силового тр-ра)
36	3ТП-571Т	Н.Каховські РЕМ		0.04%	0.05%	КР/2018	
37	3ТП-75	Н.Каховські РЕМ		0.09%		ТО/2019	
38	КТП-882	Олешківські РЕМ			0.09%	КР/2019	
39	3ТП-101Т	ХРЕМ			0.09%	ТО/2018	
40	3ТП-23	ХРЕМ		0.09%		Реконстр./ 2018	Реконстр./ 2021 (ремонт ПЛ 0.4 кВ)
41	КТП-17Бери-слав	Н.Каховські РЕМ		0.09%		Реконстр./ 2019	
42	3ТП-99	ХРЕМ		0.09%		Реконстр./ 2017	
43	КТП-120	ХРЕМ		0.08%		КР/2017	
44	КТП-116	ХРЕМ		0.08%		КР/2017	
45	3ТП-5801Т	ХРЕМ		0.08%		Реконстр./ 2019	

Таблиця 10.1.6

Розрахунок прогнозованих індексів цільових показників надійності (безперервності) електропостачання.

Показники якості, хв.	Фактичний індекс			Базовий індекс	Прогнозований індекс				
	2016 рік	2017 рік	2018 рік	2019 рік	2020 рік	2021 рік	2022 рік	2023 рік	2024 рік
SAIDI для міської території	655.6	621.1	684.7	653.8	651	650	649	648	646
SAIDI для сільської території	987.5	900.8	1010.8	966.4	963	961	960	958	955
*Базовий індекс визначається як усереднене значення фактичних індексів за попередні три роки									

Таблиця 10.1.7

Прогноз динаміки показників надійності (безперервності) електропостачання

Рівень напруги, кВ	Фактичний індекс			Прогнозований індекс					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні (SAIDI), хв.									
110 / 154 кВ	16,3	27,0	35,1	36	36	36	37	37	38
27,5 - 35 кВ	187,2	174,7	315,8	226	226	226	227	227	227
6 - 20 кВ	436,3	437,1	526,3	467	466	465	464	463	462
0,4 кВ	124,7	117,7	160,4	134	133	131	130	128	127
Індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні (SAIFI)									
110 / 154 кВ	0,37	0,58	0,32	0,34	0,34	0,34	0,35	0,35	0,36
27,5 - 35 кВ	1,51	1,61	2,84	2,98	2,98	2,99	3,00	3,01	3,02
6 - 20 кВ	2,56	2,40	2,78	2,64	2,64	2,63	2,61	2,59	2,56
0,4 кВ	0,72	0,69	0,68	0,65	0,64	0,63	0,63	0,62	0,61
Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS), тис. Квт•год									
110 / 154 кВ	68,2	101,4	133,3	140	142	143	144	144	145
27,5 - 35 кВ	767,1	696,4	1121,0	1177	1178	1181	1184	1188	1194
6 - 20 кВ	1420,9	1474,1	1733,7	1647	1644	1637	1627	1614	1598
0,4 кВ	307,9	288,8	397,2	377	373	369	365	361	357
Індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні (MAIFI)									
110 / 154 кВ	0,053	0,016	0,000	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
27,5 - 35 кВ	0,054	0,039	0,088	0,092	0,092	0,093	0,093	0,093	0,094
6 - 20 кВ	0,014	0,017	0,110	0,105	0,104	0,104	0,103	0,102	0,101
0,4 кВ	0,010	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Прогноз виконувався для перерв в електропостачанні споживачів, що виникли внаслідок технологічних порушень в мережах АТ "Херсонобленерго".									

Запровадження комплексу заходів, направлених на покращення показників надійності (безперервності) електропостачання на об'єктах розподільних мереж напругою 0.4-10кВ, які мають найгірші показники SAIDI дасть можливість не тільки утримати показники якості на сталому рівні, але й досягти поступового їх покращення.

Аналіз динаміки показників якості електропостачання для енергообєктів 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.

Таблиця 10.1.8

Прогноз технологічних порушень в мережах АТ "Херсонобленерго" по рокам та класам напруги

Група об'єктів	Одиниця виміру	Індекс технологічних порушень								
		Фактичний індекс			Прогнозований індекс					
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ПЛ 110 – 150 кВ (км)	Відключень/ (100 км ПЛ рік)	3,28	2,54	2,54	2,56	2,58	2,61	2,64	2,85	3,10
ПЛ, КЛ 35 кВ (км)	Відключень/ (100 км ПЛ рік)	4,28	2,82	3,63	3,65	3,67	3,70	3,73	3,76	3,78
ПЛ, КЛ 6 – 20 кВ (км)	Відключень/ (100 км ПЛ рік)	19,58	7,70	8,00	8,04	8,10	8,18	8,24	8,33	8,41
ПЛ до 1000 В (км)	Відключень/ (100 км ПЛ рік)	21,90	23,10	23,10	23,22	23,31	23,38	23,52	23,68	23,78
ПС 110 – 150 кВ (шт.)	Відключень/ (ПС рік)	0,03	0,16	0,16	0,16	0,15	0,14	0,13	0,13	0,13
ПС 35 кВ (шт.)	Відключень/ (ПС рік)	0,16	0,12	0,12	0,13	0,13	0,13	0.14	0.15	0.16
ТП, РП 6 – 20 кВ (шт.)	Відключень/ (ТП рік)	0,35	0,60	0,60	0,60	0,61	0,61	0,61	0,62	0,62

Висновок: Згідно негативного прогнозу технічного стану електричних мереж за умови наведеного рівня фінансування заходів з реконструкції та заміни об'єктів електричних мереж, при умові збереження існуючого обсягу фінансування ремонтного фонду не можливо зупинити темпи старіння обладнання, що в свою чергу впливає на збільшення технологічних порушень, які будуть спостерігатись найближчі п'ять років.

Заходи, направленні на покращення показників надійності (безперервності) електропостачання приведені у відповідних розділах Плану розвитку за рахунок:

-Застосування проводів СІП замість голих проводів на повітряних лініях електропередачі при реконструкції ПЛ-0,4кВ з заміною вводів;

-Виконання секціонування на повітряних лініях великої довжини із застосуванням комутаційних модулів-реклоузерів;

-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;

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

-Впровадження телеуправління та автоматизації диспетчерського керування;

-Відновлення кільцюючих перемичок в мережах 6-20кВ

-Заміна зношених комутаційних апаратів та елементів мережі.

-Впровадження новітніх мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та автоматики;

-Придбання сучасних приладів та обладнання для діагностики реального стану електрообладнання та своєчасного виявлення дефектів, які приводять до зниження показників надійності електропостачання.

Форма № 11-НКРЕ
(квартальна)
ЗАТВЕРДЖЕНО
Постанова НКРЕ
25 липня 2013 № 1015
за погодженням з Держстатом України

Звітність

ЗВІТ ЩОДО ПОКАЗНИКІВ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

за РІЧНА (місяць) 2018 **року**

Подають:	Терміни подання
ліцензіати, які здійснюють господарську діяльність з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами, - Національній комісії регулювання електроенергетики України	20-й день після звітного кварталу,

Респондент:

Найменування АТ "Херсонобленерго"

Місцезнаходження

(поштовий індекс, область /Автономна Республіка Крим, район, населений пункт, вулиця /провулок, площа тощо,

№ будинку /корпусу, № квартири /офісу)

Ідентифікаційний код згідно з ЄДРПОУ	

Рівень напруги	Код рядка	Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні (SAIDI), хв.							Індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні (SAIFI)							Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS), тис. кВт·год							Індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні (MAIFI)							Кількість точок продажу електричної енергії, одиниць	Споживання електричної енергії, тис.кВт·год**
		заплановані перерви		незаплановані (аварійні) перерви					заплановані перерви		незаплановані (аварійні) перерви					заплановані перерви		незаплановані (аварійні) перерви					заплановані перерви		незаплановані (аварійні) перерви						
		з попередженням	без попередження	з вини інших ліцензіатів або споживачів	форс-мажорні обставини	з вини інших осіб	технологічні порушення в мережах ліцензіата	усього	з попередженням	без попередження	з вини інших ліцензіатів або споживачів	форс-мажорні обставини	з вини інших осіб	технологічні порушення в мережах ліцензіата	усього	з попередженням	без попередження	з вини інших ліцензіатів або споживачів	форс-мажорні обставини	з вини інших осіб	технологічні порушення в мережах ліцензіата	усього	з попередженням	без попередження	з вини інших ліцензіатів або споживачів	форс-мажорні обставини	з вини інших осіб	технологічні порушення в мережах ліцензіата	усього		
А	Б	010	020	030	040	050	060	065	070	080	090	100	110	120	125	130	140	150	160	170	180	185	190	200	210	220	230	240	245	250	260
110 / 154 кВ	005		5.8	20.7	50.8		35.1	**112.4**		0.05	0.18	0.13		0.32	**0.68**		18.4	59.2	166.6		133.3	**377.5**							**0.000**	4	27598.000
27,5 - 35 кВ	010	320.2	26.5	30.8	13.2	4.3	315.8	**710.8**	1.29	0.62	0.44	0.15	0.05	2.84	**5.39**	1341.5	118.5	189.8	44.8	28.2	1121.0	**2843.8**	0.013	0.005	0.004			0.088	**0.110**	270	341717.000
6 - 20 кВ	015	1 106.0	97.3	107.4	138.7	28.3	526.3	**2 004.2**	4.60	1.37	0.52	0.37	0.14	2.78	**9.77**	3607.3	323.4	502.3	422.8	115.1	1733.7	**6704.7**	0.011	0.056	0.000	0.001		0.011	**0.080**	4 148	648128.000
ті у міських населених	020	919.1	92.5	82.9	39.2	28.4	410.1	**1 572.0**	3.95	1.50	0.46	0.13	0.15	2.41	**8.60**	2144.8	212.8	294.8	110.1	79.9	965.0	**3807.4**	0.008	0.052	0.000			0.018	**0.078**	1 917	487866.000
населених пунктах	025	1 419.6	105.5	148.6	305.8	28.3	721.4	**2 729.2**	5.68	1.15	0.61	0.77	0.11	3.40	**11.73**	1462.6	110.6	207.5	312.7	35.2	768.7	**2897.3**	0.016	0.062		0.003			**0.082**	2 231	160262.000
0,4 кВ	030	199.0	22.4	15.9	17.1	5.5	160.4	**420.3**	0.76	0.25	0.04	0.03	0.02	0.68	**1.79**	475.9	53.5	38.6	35.1	12.9	397.2	**1013.2**	0.001	0.000				0.000	**0.002**	486 151	1261283.000
ті у міських населених	035	173.6	21.8	21.8	3.5	3.9	160.4	**385.0**	0.68	0.24	0.05	0.01	0.02	0.70	**1.69**	285.2	35.5	34.0	5.4	6.4	271.3	**637.7**	0.002	0.001					**0.002**	305 184	853754.000
населених пунктах	040	241.7	23.5	5.9	39.9	8.0	160.4	**479.5**	0.89	0.27	0.03	0.08	0.02	0.66	**1.95**	190.7	18.0	4.6	29.7	6.5	125.9	**375.5**	0.001					0.001	**0.001**	180 967	407529.000
Усього	**045**	**1 625.2**	**152.1**	**174.9**	**219.8**	**38.1**	**1 037.6**	**3 247.6**	**6.65**	**2.29**	**1.18**	**0.69**	**0.20**	**6.62**	**17.63**	**5424.8**	**513.9**	**789.9**	**669.3**	**156.1**	**3385.2**	**10939.1**	**0.026**	**0.062**	**0.004**	**0.001**	**0.000**	**0.099**	**0.192**	**490 573**	**2278726.000**

путя елемента мережі, відмова або відключення якого призведе до перерви в електропостачанні

** - Заповнюється в першому кварталі за даними попереднього року.

10.2. КОМЕРЦІЙНА ЯКІСТЬ ПОСЛУГ

Комерційна якість надання послуг характеризує якість взаємовідносин ОСР зі споживачем, 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 споживача після відключення за заявою споживача, ініціативою ОСР, або звернення постачальника;

4) питань комерційного обліку;

5) відповідей на звернення та скарги споживачів тощо

У 2018 році Товариство здійснювало моніторинг показників комерційної якості послуг відповідно до вимог постанов НКРЕКП від 23.03.2017 № 345 «Про затвердження форм звітності №11-НКРЕКП (квартальна) «Звіт щодо показників надійності електропостачання» та № 12-НКРЕКП (квартальна) «Звіт щодо показників комерційної якості надання послуг» та інструкцій щодо їх заповнення» (втратила чинність 24.10.2018) та від 12.06.2018 № 374 «Про затвердження форми звітності щодо показників якості електропостачання та інструкцій щодо їх заповнення» (набрала чинності 24.10.2018).

Фактичні значення показників комерційної якості за типами наданих послуг наведені у формі 12-НКРЕКП (додається), а саме:

- за 1 квартал 2018 року згідно постанови НКРЕКП № 345 від 23.03.2017 року;
- за 2 квартал 2018 року згідно постанови НКРЕКП № 345 від 23.03.2017 року;
- за 3 квартал 2018 року згідно постанови НКРЕКП № 374 від 12.06.2018 року;
- за 4 квартал 2018 року згідно постанови НКРЕКП № 374 від 12.06.2018 року.

Згідно інформації наведеної у формі 12-НКРЕКП відсоток послуг, час виконання яких не перевищив установлених термінів у межах 0-0.3% за квартал. Для підвищення рівня надання послуг комерційної якості достатньо організаційних заходів, зокрема покращення контролю за своєчасністю надання споживачам. У зв'язку з цим, додаткових заходів, що підлягають включенню у План розвитку не потребується.

Крім того, з 24.10.2018 ведеться Реєстр скарг (претензій) щодо незадовільної якості електричної енергії за формою 14-НКРЕКП. По усім скаргам, що було зареєстровано у 2018 році, починаючи з 24.10.2018 року усунення причин незадовільної якості електричної енергії не потребувало включення їх у План розвитку.

Форма № 12-НКРЕКП
(квартальна)
ЗАТВЕРДЖЕНО
Постанова НКРЕКП
23.03.2017 № 345

Звітність
ЗВІТ ЩОДО ПОКАЗНИКІВ КОМЕРЦІЙНОЇ ЯКОСТІ НАДАННЯ ПОСЛУГ

за I квартал 2018 року
(квартал)

Подають:	Строки подання
Ліцензіати, що здійснюють господарську діяльність з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами, Ліцензіати, що здійснюють господарську діяльність з постачання електричної енергії на закріпленій території - Національній комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг	50-й день після звітного кварталу.

Респондент:
Найменування: **АТ "ЕК "Херсонобленерго"**
Місцезнаходження: 73003, м.Херсон, вул.Шестакова, 8
(поштовий індекс, область, Автономна Республіка Крим, район, населений пункт, вулиця, проспект, площа тощо)

(№ (коди) телефону, № факсу(ів), адреса електронної пошти)

	Причини звернення	Код рядка	Кількість звернень за квартал, шт.	Термін виконання послуги відповідно до законодавства	Середній фактичний термін виконання послуги	Кількість звернень, фактичний термін виконання яких був більшим ніж зазначено в графі 2, шт.	Відсоток послуг, наданих з перевищенням встановленого терміну виконання %	Примітки
А	Б	В	1	2	3	4	5	6
51	Надання доступу до електричної мережі	014	2344		2.41			
51.1	видача договору про приєднання та технічних умов, у т.ч.:	015	496		3.31			
51.1.1	без необхідності їх узгодження з власником (користувачем) магістральних інженерних мереж (приєднання, яке не є стандартним, пункт 3.1.2*)	016	18	15 робочих днів	7.22			
51.1.2	у разі необхідності їх узгодження з власником (користувачем) магістральних інженерних мереж (приєднання, яке не є стандартним, пункт 3.1.2*)	017	3	30 робочих днів	3.67			
51.1.3	для стандартного приєднання (пункт 2.12*)	018	473	5 робочих днів	3.76			
51.2	підключення електроустановки замовника до електричних мереж	020	348		3.51			
51.2.1	підключення електроустановки замовника до електричних мереж (стандартне приєднання, пункт 2.1.5*), у т.ч.:	021	346		3.51			
51.2.1.1	без потреби припинення електропостачання інших споживачів	022	326	5 днів	3.25			
51.2.1.2	у разі потреби припинення електропостачання інших споживачів	023	20	10 днів	7.80	2	10.0%	
51.2.2	підключення електроустановки замовника до електричних мереж (приєднання, яке не є стандартним, пункт 3.1.17*), у т.ч.:	024	2		3.5			
51.2.2.1	без потреби припинення електропостачання інших споживачів	026	2	5 днів	3.50			
51.2.2.2	у разі потреби припинення електропостачання інших споживачів	027		10 днів				
51.2.3	підключення електроустановок замовників до електричних мереж з приєднанням електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, з використанням альтернативних джерел енергії, пункт 4.1.6*), у т.ч.:	028	0		0			
51.2.3.1	без потреби припинення електропостачання інших споживачів	029						
51.2.3.2	з разу потреби припинення електропостачання інших споживачів	031						
51.3	підключення електроустановок споживача післявідключення (пункт 7.12 глави 7**)	035	210	5 робочих днів	3.04	28	5.2%	
51.4	відновлення електропостачання споживача після усунення порушень і оплати споживачем заборгованості, випуск на повторна підключення та убитків, завданих енергопостачальнику (пункт 36 ***), у т.ч.:	040	1282	-	1.65			
51.4.1	в містах	045	974	3 робочих дні	1.67	11	1.1%	
51.4.2	в сільській місцевості	050	308	5 робочих днів	1.62	1	0.3%	
52	Надання на розгляд проекту договору, у т. ч.:	055	6754	-	2.47			
52.1	про постачання електричної енергії для споживачів (крім населення) із приєднаною потужністю до 150 кВт (пункт 5.3 глави 5**)	060	542	7 робочих днів	3.69			
52.2	про постачання електричної енергії для споживачів (крім населення) із приєднаною потужністю 150 кВт та більше (пункт 5.3 глави 5**)	065	32	14 робочих днів	4.44			
52.3	про користування електричною енергією для побутових споживачів (пункт 3***)	066	6219	10 робочих днів	2.35			
53	Перевірка рахунків за оплату електроенергії та розрахункових засобів обліку	070	487	-	3.19			
53.1	перевірка рахунків за оплату електроенергії та розрахункових засобів обліку (пункт 6.36 глави 6**), у т.ч.	075	183		6.25			
53.1.1	перевірка рахунків на оплату електроенергії для споживачів (крім населення)	080		5 робочих днів				
53.1.2	техніч-на перевірка розрахункових засобів обліку (крім населення)	085	183	20 днів	6.25			
53.2	перевірка розрахунків на оплату електроенергії для населення (пункт 29***)	090	324	5 днів	1.66			
54	Вимірювання параметрів якості електричної енергії при їх відмінності від договірних значень та оформлення двосторонього акта про якість електричної енергії (пункт 6.47 глави 6**)	115		2 дні				
55	Оформлення акта-претензії щодо порушення умов договору	120	0	-	0			
55.1	прибуття представника енергопостачальника для складання акта-претензії щодо порушення умов договору (пункт 50***), у т.ч.:	125	0	-	0			
55.1.1	в містах	130		3 дні				
55.1.2	у сільській місцевості	135		7 днів				
55.2	усунення недоліків зазначених в акті-претензії або надання обґрунтованої відмови (пункт 51***)	140		10 днів				
56	Письмове звернення (громадянина) (стаття 20****), зокрема:	145	190	місяць	11.94	0		
56.1	скарги щодо якості надання послуг, у т. ч.	146	28	місяць	15.19			
56.1.1	скарги щодо якості електроенергії	147	25	місяць	15.60			
56.1.2	скарги щодо перерв в електропостачанні	148	1	місяць	5.00			
56.1.3	скарги щодо якості обслуговування споживачів	149		місяць				
57	Проведення експертизи приладу обліку (пункт 16***)	150	13	20 днів	3.77			
58	Приведення вузла обліку до вимог нормативно-технічних документів та законодавства (пункт 12***), у т. ч.	155	0	-	0			
58.1	у містах	160		3 дні				
58.2	у сільській місцевості	165		5 днів				
			9838		2.67	34	0.3%	

* Правила приєднання електроустановок до електричних мереж, затверджені постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, від 17 січня 2013 року № 32, зареєстрованою в Міністерстві юстиції України 06 лютого 2013 року за № 234/22844

** Правила користування електричною енергією, затверджені постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, від 31 липня 1996 року № 28, зареєстрованих Міністерством юстиції України 19 серпня 1996 року за № 456/1641

*** Правила користування електричною енергією для населення, затверджені постановою Кабінету Міністрів України від 26 липня 1999 року № 1357

**** Закон України «Про звернення громадян»

Керівник (власник) _____ Гончаров В.Д.
(Підпис) Столяров А.М.
(П.І.Б.)

Виконавець Парфьонов О.Ю.
(П.І.Б.)

телефон: (0552) 480284 **факс:** (0552) 480284 **електронна пошта:** ekonomist.pe@ksn.kherson.ua

Форма № 12-НКРЕКП
(квартальна)
ЗАТВЕРДЖЕНО
Постанова НКРЕКП
23.03.2017 № 345

Звітність
ЗВІТ ЩОДО ПОКАЗНИКІВ КОМЕРЦІЙНОЇ ЯКОСТІ НАДАННЯ ПОСЛУГ
за II квартал 2018 року
(період)

Подають:	Строки подання
Ліцензіати, що здійснюють господарську діяльність з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами, Ліцензіати, що здійснюють господарську діяльність з постачання електричної енергії на закріпленій території - Національній комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг	30-й день після звітного кварталу.

Респондент:
Найменування: АТ "Херсонобленерго"
Місцезнаходження: 73003, м.Херсон, вул. Пестеля, б. 5
(поштовий індекс, область, район, населений пункт, вулиця, проспект, номер будинку)
(№ телефону, факсу, № електронної скриньки)

	Причини звернення	Код рядка	Кількість звернень за квартал, шт	Термін виконання послуги відповідно до законодавства	Середній фактичний термін виконання послуги	Кількість звернень, фактичний термін виконання яких був більший ніж зазначено в графі 2, шт.	Відсоток послуг, наданих з перевищенням встановленого терміну виконання %	Примітки
А	Б	В	1	2	3	4	5	6
01	Надання доступу до електричної мережі	010	2927		2.88			
01.1	видача договору про приєднання та технічних умов, у т.ч.:	015	767		6.84			
01.1.1	без необхідності їх узгодження з власником (користувачем) магістральних інженерних мереж (приєднання, яке не є стандартним, пункт 3.1.2*)	016	66	15 робочих днів	7.95			
01.1.2	у разі необхідності їх узгодження з власником(користувачем) магістральних інженерних мереж (приєднання, яке не є стандартним, пункт 3.1.2*)	017	1	30 робочих днів	0.00			
01.1.3	для стандартного приєднання (пункт 2.1.3*)	018	718	5 робочих днів	4.93			
01.2	підключення електроустановки замовника до електричних мереж	020	406		3.66			
01.2.1	підключення електроустановки замовника до електричних мереж (стандартне приєднання, пункт 2.1.5*), у т.ч.:	021	406		3.66			
01.2.1.1	без потреби приєднання електроустановок інших споживачів	022	446	5 днів	3.57			
01.2.1.2	у разі потреби приєднання електроустановок інших споживачів	023	40	10 днів	6.93			
01.2.2	підключення електроустановки замовника до електричних мереж (приєднання, яке не є стандартним, пункт 3.1.1*), у т.ч.:	024	13		3.8			
01.2.2.1	без потреби приєднання електроустановок інших споживачів	026	9	5 днів	3.33			
01.2.2.2	у разі потреби приєднання електроустановок інших споживачів	027	1	10 днів	8.00			
01.2.3	підключення електроустановки замовника до електричних мереж (приєднання електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, з використанням альтернативних джерел енергії, пункт 4.1.8*), у т.ч.:	028	0		0			
01.2.3.1	без потреби приєднання електростанцій інших споживачів	029						
01.2.3.2	у разі потреби приєднання електростанцій інших споживачів	031						
01.3	підключення електроустановок споживача після відключення (пункт 7.12 глави 7**)	035	189	5 робочих днів	1.72			
01.4	відключення електробудинків споживача після усунення порушень, готовити споживачем засобовимірювання, витрат на повторне підключення та збитків, завданих енергопостачальнику (пункт 36 ***), у т.ч.:	040	1482	-	1.38			
01.4.1	у місті	045	1032	3 робочих дні	1.38			
01.4.2	у сільській місцевості	050	450	5 робочих днів	1.32	1	0.2%	
02	Надання на розгляд проекту договору, у т. ч.:	055	10149	-	2.02			
02.1	про постачання електричної енергії для споживачів (крім населення) із приєднаною потужністю до 150 кВт (пункт 5.3 глави 5**)	060	119	7 робочих днів	3.88			
02.2	про постачання електричної енергії для споживачів (крім населення) із приєднаною потужністю 150 кВт та більше (пункт 5.3 глави 5**)	065	1	14 робочих днів	5.00			
02.3	про користування електричною енергією для побутових споживачів (пункт 3***)	066	10029	10 робочих днів	1.99			
03	Перевірка рахунків за оплату електроенергії та розрахункових засобів обліку	070	797	-	3.31			
03.1	перевірка рахунків за оплату електроенергії та розрахункових засобів обліку (пункт 6.36 глави 6**), у т.ч.:	075	225	-	6.5			
03.1.1	перевірка рахунків на оплату електроенергії для споживачів (крім населення)	080		5 робочих днів				
03.1.2	технічна перевірка розрахункових засобів обліку (крім населення)	085	225	20 днів	6.50			
03.2	перевірка рахунків на оплату електроенергії для населення (пункт 29***)	090	306	5 днів	1.12			
04	Декларовані параметри якості електричної енергії при її відмінах від договірних значень та оформлення двостороннього акта про якість електричної енергії (пункт 5.47 глави 5**)	115		2 дні				
05	Обґрунтовані акти-претензії щодо порушення умов договору:	120	0	-	0			
05.1	прибуття представника енергопостачальника для складання акта-претензії щодо порушення умов договору (пункт 50***), у т.ч.:	125	0	-	0			
05.1.1	у місті	130		3 дні				
05.1.2	у сільській місцевості	135		7 днів				
05.2	усунення наведених зауважень в акті-претензії або надання обґрунтованої відмови (пункт 51***)	140		10 днів				
06	Письмові звернення громадян(крім статтів 29***), зокрема:	145	152	місяць	14.11	1	0.7%	
06.1	скарги щодо якості надання послуг, у т. ч:	146	56	-	15.36			
06.1.1	скарги щодо якості електроенергії	147	31	місяць	13.61			
06.1.2	скарги щодо перерв в електропостачанні	148	3	місяць	17.00			
06.1.3	скарги щодо якості обслуговання споживачів	149	21	місяць	12.62			
07	Проведення експертизи приладу обліку (пункт 16***)	150	8	20 днів	3.13			
08	Приведення вузла обліку до вимог нормативно-технічних документів та законодавства (пункт 12***), у т. ч.	155	0	-	0			
08.1	у місті	160		3 дні				
08.2	у сільській місцевості	165		5 днів				
			13787		2.35	2	0.0%	

* Правила користування електричною енергією для споживачів послуг, затверджені постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики, від 17 липня 2015 року № 32, зареєстрованою в Міністерстві юстиції України 06 серпня 2015 року за № 230/27168.
** Правила користування електричною енергією, затверджені постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики, від 31 липня 1996 року № 28, зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 06 серпня 1996 року за № 417/1682.
*** Правила користування електричною енергією для населення, затверджені постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики, від 26 липня 1996 року № 1357.
**** Закон України «Про звернення громадян».

Керівник (підпис) Ганчаров В.Д.
Столяров А.М.
(П.І.Б.)

Виконавець
телефон: (0552)480286 факс: (0552)480119 електронна пошта: stoliarov.oa@hoesvdbo.kherson.energy.gov.ua

Форма № 12-НКРЕКП-розподіл
(квартальна)
ЗАТВЕРДЖЕНО
Постанова НКРЕКП
12.06.2018 № 374

Звіт

Звіт щодо показників комерційної якості надання послуг з розподілу електричної енергії

за III квартал **2018** **року**
(квартал)

Подають	Термін подання
Ліцензіати, що здійснюють господарську діяльність з розподілу електричної енергії, – Національній комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг	50-й день після звітного періоду

Респондент:

Найменування АТ «Херсонобленерго»

Місцезнаходження 73003, м.Херсон, вул. Пестеля, б. 5
(поштовий індекс, область, Автономна Республіка Крим, район, населений пункт, вулиця, проспект, площа тощо)
(№ будинку, корпусу, № квартири, офісу)

Код послуги	Тип послуги	Код рядка	Загальна кількість замірянь	Кількість наданих послуг	Кількість неподаних 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	1206	1206	0		6.91		
S1.1	видача технічних умов на приєднання разом з проектом договору про приєднання	015	860	860	0		8.39		
S1.1.1	стандартне приєднання (пункт 4.5.5*)	020	813	813	0	10 роб. днів	8.41		
S1.1.2	нестандартне приєднання (без необхідності погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6*)	025	46	46	0	10 роб. днів	8.04		
S1.1.3	нестандартне приєднання (з необхідністю погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6*)	030	1	1	0	20 роб. днів	9.00		
S1.2	подання робочої напруги для проведення випробувань електрообладнання (пункт 4.7.6*)	035	0	0	0		0.00		
S1.2.1	не потребує приєднання електропостачання інших Користувачів	040	0			5 роб. днів			
S1.2.2	потребує приєднання електропостачання інших Користувачів	045	0			10 роб. днів			
S1.3	відключення електроустановки Замовника до електричної мережі (пункт 4.8.4*)	050	346	346	0		3.24		
S1.3.1	не потребує припинення електропостачання інших Користувачів	055	321	321	0	5 роб. днів	2.95		
S1.3.2	потребує припинення електропостачання інших Користувача	060	25	25	0	10 роб. днів	7.00		
S2	Видача:	065	0	0	0		0.00		
S2.1	тимчасового примірника укладеного договору про надання послуг з розподілу (пункт 2.1.4**)	070	0			3 роб. дні			
S2.2	відписаного ОСР паспорту точки розподілу (пункт 2.1.4**)	075	0			10 роб. днів			
S3	Відновлення електропостачання електроустановки споживача:	080	1618	1618	0		1.42		
S3.1	яка була відключена за заявою споживача (пункт 11.5.11*, пункт 7.13**)	085	58	58	0	5 роб. днів	1.88		
S3.2	яка була відключена за ініціативою ОСР (пункт 11.5.23*, пункт 7.12**)	090	1560	1560	0		1.40		
S3.2.1	у міській місцевості	095	1204	1204	0	3 роб. дні	1.39		
S3.2.2	у сільській місцевості	100	356	356	0	5 роб. днів	1.46		
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	430	430	0	20 днів	5.16		
S5	Розгляд звернень/скарг/претензій споживачів:	125	4700	4700	0		5.45		
S5.1	розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (пункт 13.1.4*)	130	4654	4654	0	30 днів	5.44		
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	4	4	0	45 днів	9.50		
S5.3	розгляд звернень споживачів щодо перевірки правильності рахунку за послуги з розподілу електричної енергії (пункт 13.1.4*;	140	31	31	0	5 роб. днів	2.48		
S5.4	розгляд скарг (претензій) щодо якості електричної енергії (пункт 13.2.1*)	145	7	7	0		18.14		
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	7			30 днів	18.14		
S5.5	розгляд звернень Споживачів щодо відшкодування збитків, завданих внаслідок недотримання ОСР показників якості електропостачання (пункт 13.3.1*)	160	4	4	0	90 днів	14.75		
Разом		165	7954	7954	0		4.84	0	0.00%

* 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, затвердженої постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 311

Керівник (власник) _____ Гончаров В.Д.
(підпис) (П.І.Б.)

Виконавець Парфьонов О.Ю. Юрченко Ю.В.
(П.І.Б.)

телефон: (0552)480284 **факс:** (0552)480119 **електронна пошта:** alexandr.parfenov@co.ksoe.com.ua

Форма № 12-НКРЕКП-розподіл
(квартальна)
ЗАТВЕРДЖЕНО
Постанова НКРЕКП
12.06.2018 № 374

Звіт

Звіт щодо показників комерційної якості надання послуг з розподілу електричної енергії

за IV квартал 2018 року
(квартал)

Подають:	Терміни подання
Ліцензіати, що здійснюють господарську діяльність з розподілу електричної енергії, – Національній комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг	50-й день після звітного періоду

Респондент:

Найменування: АТ «Херсонобленерго»

Місцезнаходження: 73003, м.Херсон, вул. Пестеля, б. 5

(поштовий індекс, область, Автономна Республіка Крим, район, населений пункт, вулиця, проспект, площа, площа)

(Ж будинку, інструкції, Ж квартири, офісу)

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	1683	1683	0		6.70		
S1.1	видача технічних умов на приєднання разом з проектом договору про приєднання:	015	1157	1157	0		8.28		
S1.1.1	стандартне приєднання (пункт 4.5.5*)	020	1080	1080	0	10 роб. днів	8.26		
S1.1.2	нестандартне приєднання (без необхідності погодження ТУ з ОСП)(пункт 4.5.6*)	025	77	77	0	10 роб. днів	8.61		
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	519	519	0		3.23		
S1.2.1	не потребує припинення електропостачання інших Користувачів	040	511	511	0	5 роб. днів	3.16		
S1.2.2	потребує припинення електропостачання інших Користувачів	045	8	8	0	10 роб. днів	7.50		
S1.3	підключення електроустановок Замовника до електричної мережі (пункт 4.8.4*)	050	7	7	0		3.57		
S1.3.1	не потребує припинення електропостачання інших Користувачів	055	7	7	0	5 роб. днів	3.57		
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	1532	1532	0		1.55		
S3.1	яка була відключена за заявою споживача (пункт 11.5.11*, пункт 7.13**)	085	82	82	0	5 роб. днів	1.89		
S3.2	яка була відключена за ініціативою ОСР (пункт 11.5.23*, пункт 7.12**)	090	1450	1450	0		1.53		
S3.2.1	у міській місцевості	095	1166	1166	0	3 роб. дні	1.53		
S3.2.2	у сільській місцевості	100	284	284	0	5 роб. днів	1.55		
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	411	411	0	20 днів	5.83		
S5	Розгляд звернень/скарг/претензій споживачів:	125	3317	3317	0		7.50		
S5.1	розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (пункт 13.1.4*)	130	3256	3256	0	30 днів	7.43		
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	17	17	0	5 роб. днів	3.12		
S5.4	розгляд скарг (претензій) щодо якості електричної енергії (пункт 13.2.1*)	145	21	21	0		18.76		
S5.4.1	якщо вимірювання параметрів якості електричної енергії не проводиться	150	0			15 днів			
S5.4.2	у разі проведення вимірювань параметрів якості електричної енергії	155	21	21	0	30 днів	18.76	1	4.76%
S5.5	розгляд звернень Споживачів щодо відшкодування збитків, завданих внаслідок недотримання ОСР показників якості електропостачання (пункт 13.3.1*)	160	23	23	0	30 днів	10.65		
	Разом	165	6943	6943	0		5.89	1	0.01%

* 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

Керівник (власник) _____ (підпис) Гончаров В.Д. (П.І.Б.)

Виконавець Парфьонов О.Ю. (П.І.Б.)

телефон: (0552)480284 факс: (0552)480119 електронна пошта: alexandr.parfenov@co.ksoe.com.ua

УКРАЇНА Акціонерне Товариство «ХЕРСОНОБЛЕНЕРГО» 05396638 №1

Розгляд скарг та звернень споживачів до інформаційно-консультаційного центру та кол-центру АТ "Херсонобленерго"

Протягом 2018 року до інформаційно-консультаційного центру надійшло 2078 звернень споживачів. Загальна кількість звернень споживачів, що надходять до ІКЦ поступово зменшується.

Згідно аналізу звернень споживачів до інформаційно-консультаційного року протягом 2018 року за тематикою звернень видно, що майже половина звернень споживачів (47% від загальної кількості звернень до ІКЦ), пов'язана з розрахунками за спожиту електроенергію та застосування тарифів.

ТАБЛИЦЯ 10.2.1

АНАЛІЗ РЕЄСТРАЦІЇ ЗВЕРНЕНЬ ЗАЯВНИКІВ, ЯКІ Є СПОЖИВАЧАМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ АБО МАЮТЬ НАМІР НИМИ СТАТИ ТА ЗВЕРНУЛИСЬ ДО ІНФОРМАЦІЙНО-КОНСУЛЬТАЦІЙНОГО ЦЕНТРУ АТ "ХЕРСОНОБЛЕНЕРГО" У 2018 РОЦІ

№ з/п	Перелік питань, з якими звертались заявники	Кількість звернень
1	Проведення заміни приладів обліку електричної енергії в населення та їх технічної перевірки і експертизи	21
2	Розрахунки за спожиту електричну енергію, застосування тарифів	970
3	Отримання, узгодження та виконання технічних умов приєднання до електричних мереж нових або реконструйованих електроустановок	112
4	Взаєморозрахунки між сторонами під час приєднання електроустановок до електричних мереж електропередавальної організації або основного споживача	2
5	Проведення проектних, будівельно-монтажних та налагоджувальних робіт, пов'язаних з виконанням технічних умов	0
6	Уведення в експлуатацію новозбудованих електроустановок	0
7	Порядок та умови включення резервних джерел живлення з метою забезпечення категорійності та надійності електропостачання	0
8	Тимчасове користування електричною енергією	0
9	Переоформлення договору про користування електричною енергією або постачання електричної енергії при зміні власника	39
10	Установлення договірних величин споживання електричної енергії та потужності, коригування та стягнення плати за перевищення договірних величин споживання	52
11	Перехід на розрахунки за тарифом диференційованим за періодами часу	20
12	Оплата за реактивну електричну енергію	3
13	Порядок укладення договорів про спільне використання технологічних мереж та/або технічне забезпечення електропостачання споживача	1

14	Установлення, ремонт або заміна приладів обліку	74
15	Технічний стан електромереж	60
16	Надійність та якість електропостачання	92
17	Скарги на роботу персоналу Компанії	11
18	Відновлення електропостачання після відключення електроустановок споживача у зв'язку з несплатою заборгованості за спожиту електроенергію	106
19	Правомірність складених актів	88
20	Параметризація приладу обліку	0
21	Підозра на розкрадання електроенергії	8
22	Обрізка дерев	6
23	Розподіл обліку електроенергії	4
24	Законність підключення та споживання електроенергії	13
25	Вуличне освітлення	4
26	Перенос лінії електромереж	1
27	Встановлення електроопалення	9
28	Обмеження електропостачання	8
29	Реєстрація на сайті ХОЕ	145
30	Механізм нарахування втрат електроенергії	6
31	Передача на баланс/обслуговування ТП	2
32	Альтернативні джерела електропостачання	17
33	Недопуск до приладу обліку	1
34	Відсутнє електропостачання	47
35	Розроблення проекту	3
36	Калькуляції	0
37	Договір на додаткові послуги	0
38	Приймання до комунальної власності об'єктів	0
39	Інший інформаційний запит	124
40	Надання пільг за спожиту електричну енергію для населення	24
41	Скарги щодо якості електроенергії	3
42	Скарги щодо перерв в енергопостачанні	1
43	Скарги щодо якості обслуговування споживачів	1
		2078

Для надання на безоплатній основі обов'язкових інформаційних послуг споживачам з дотриманням встановлених організаційно-технічних вимог в Товаристві функціонує кол-центр. У 2018 році операторами кол-центру оброблено 505808 звернень, що на 15% більше ніж у попередньому році (438658 звернень).

ТАБЛИЦЯ 10.2.2

ІНФОРМАЦІЯ ЩОДО ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ НАДАННЯ ПОСЛУГ КОЛ-ЦЕНТРАМИ ПРОТЯГОМ 2018 РОКУ

№ з/п	Показник	Одиниця виміру	Значення показників
1	2	3	4
I. Звернення, отримані по телефону на номери кол-центру			
1	Рівень сервісу протягом 30 секунд	%	49.26
2	Загальна кількість вхідних дзвінків (викликів від абонентів)	одиниць	543709
3	Кількість вхідних дзвінків, на які відповів оператор	одиниць	456 898
4	Відсоток втрачених дзвінків	%	19
5	Середній час від початку дзвінка до відповіді оператора	секунда	117
6	Середній час у черзі дзвінків	секунда	82
7	Середній час очікування у випадках, коли абонемент не дочекався відповіді оператора	секунда	98
8	Максимальний час від моменту попадання в чергу до відповіді оператора	секунда	2573
9	Середній час обробки дзвінка оператором	секунда	63
10	Середня кількість дзвінків, оброблених одним оператором	одиниць	137
II. Звернення, отримані через інші засоби телекомунікації			
11	Кількість електронних повідомлень	одиниць	3400
12	Кількість електронних повідомлень, на які надано відповідь упродовж тридцяти днів	одиниць	3400
13	Середній час надання відповіді на електронні повідомлення	днів	3

ТАБЛИЦЯ 10.2.3

ІНФОРМАЦІЯ ЩОДО КІЛЬКОСТІ ПРИЙНЯТИХ КОЛ-ЦЕНТРОМ ЗВЕРНЕНЬ ЗА ТЕМАТИКОЮ, ЯКІ НАДІЙШЛИ ЗА 2018 РІК.

Код теми	Тема	Підтема	Код підтеми	Кількість дзвінків	Кількість електронних повідомлень
Т1	Приєднання до мережі	Плата за приєднання	Т1.1	55	6
		Час приєднання (порушення встановлених строків приєднання)	Т1.2	32	3
		Процедура надання технічних умов	Т1.3	47	9
		Тимчасове підключення	Т1.4	12	
		Інше	Т1.5	277	9
Т2	Облік	Зчитування та передача показів лічильника	Т2.1	303	108
		Робота лічильника	Т2.2	1438	44
		Дифтарифний обсяг електроенергії	Т2.3	1234	62
		Експертиза лічильника	Т2.4	84	3
		Ремонт лічильника	Т2.5	162	11
		Заміна лічильника	Т2.6	695	22
		Інше	Т2.7	2086	29
Т3	Якість електропостачання	Якість електроенергії (напруга)	Т3.1	7228	73
		Надійність (безперервність) електропостачання	Т3.2	184001	40
		Інше	Т3.3	4318	12
Т4	Договір	Зміна договору	Т4.1	1897	118
		Переоформлення договору	Т4.2	6	1
		Неповна інформація у договорі	Т4.3	7	6
		Права споживача на призупинення дії договору	Т4.4	7	3
		Розірвання договору	Т4.5	0	0
		Терміни підписання договору після подання заяви	Т4.6	8	5
		Інше	Т4.7	330	20
Т5	Активація послуг (подача напруги за заявою споживача)	Початок постачання після зміни власника приміщення	Т5.1	1	0
		Підключення споживача після відключення на певний строк за його заявою	Т5.2	5	0
Т6	Відключення за несплату рахунків			2978	34
Т7	Виставлення рахунків	Неправильно виставлений рахунок	Т7.1	114	687
		Незрозумілий рахунок	Т7.2	944	187
		Заборгованість за рахунком	Т7.3	70603	545
		Інше	Т7.4	151370	536
Т8	Тариф (ціна за електричну енергію)	Зміни тарифу	Т8.1	188	43
		Неправильна ціна	Т8.2	1	12
		Блочні тарифи	Т8.3	0	0
		Інше	Т8.4	1803	42
Т9	Пільги, субсидії			3153	292
Т10	Інформація про крадіжки електроенергії			233	2
Т11	Скарги на працівників компанії			341	32
Т12	Додаткові послуги споживачеві			200	55
Т13	Надання іншої довідкової інформації			22771	359
Т14	Звернення не за адресою			43453	13

Надання компенсацій за недотримання гарантованих стандартів якості надання послуг

З метою забезпечення доведення до відома споживачів інформації щодо права споживачів на отримання компенсацій, а також даних щодо дотримання стандартів якості послуг та виплачених споживачам компенсацій Товариством щорічно оприлюднюються дані щодо виконання загальних стандартів та наданих сум компенсацій за недотримання гарантованих стандартів якості надання послуг.

Протягом 2018 року було надано компенсацію 159 споживачам, у тому числі за перерви у електропостачанні понад 24 години 154 споживачу на суму 28500 грн.

ТАБЛИЦЯ 10.2.4

ІНФОРМАЦІЯ ЩОДО ДОТРИМАННЯ ЗАГАЛЬНИХ ТА ГАРАНТОВАНИХ СТАНДАРТІВ ЯКОСТІ НАДАННЯ ПОСЛУГ З ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА СУМ ВИПЛАЧЕНИХ КОМПЕНСАЦІЙ ЗА НЕДОТРИМАННЯ ГАРАНТОВАНИХ СТАНДАРТІВ ЯКОСТІ НАДАННЯ ПОСЛУГ З ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗГІДНО ДОД.5 ПОСТАНОВИ НКРЕКП №1841

Тип послуги	Строк виконання	Загальні стандарти		Гарантовані стандарти			
		відсоток робіт, що мають бути завершені протягом встановленого часу, %	фактичний рівень виконання, %	)розмір компенсації за недотримання стандарту, грн	періодікількість випадків недотримання стандарту у	звітному періоді, грн (без ПДВ)	кількість споживачів, яким надана компенсація
Надання договору про приєднання та технічних умов, у т. ч.:							
для стандартного приєднання	5 робочих днів			200	0	0	0
без необхідності їх узгодження з власником (користувачем) магістральних інженерних мереж (приєднання, що не є стандартним)	15 робочих днів			200	0	0	0

у разі необхідності їх узгодження з власником (користувачем) магістральних інженерних мереж (приєднання, що не є стандартним)	30 робочих днів			200	0	0	0
Підключення електроустановки замовника до електричних мереж (стандартне приєднання), у т. ч.:							
без потреби припинення електропостачання інших споживачів	5 днів			200	1	200	1
у разі потреби припинення електропостачання інших споживачів	10 днів			200	0	0	0
Підключення електроустановки замовника до електричних мереж (приєднання, що не є стандартним), у т. ч.:							
без потреби припинення електропостачання інших споживачів	5 днів			400	0	0	0
у разі потреби припинення електропостачання інших споживачів	10 днів			400	0	0	0
Підключення електроустановок споживача після відключення (крім населення)	5 робочих днів			200	1	200	1
Відновлення електропостачання споживача після усунення порушень і оплати споживачем заборгованості, витрат на повторне підключення та збитків, завданих енергопостачальнику (для населення), у т. ч.:							
у містах	3 робочі дні			200	2	800	2
у сільській місцевості	5 робочих днів			200	0	0	0
Надання на розгляд проекту договору про постачання електричної енергії, у т. ч.:							
для споживачів (крім населення) із приєднаною потужністю до 150 кВт	7 робочих днів			100	0	0	0

для споживачів (крім населення) із приєднаною потужністю 150 кВт та більше	14 робочих днів			200	0	0	0
Перевірка рахунків за спожиту електроенергію та розрахункових засобів обліку, у т. ч.:							
перевірка рахунків на оплату електроенергії для споживачів (крім населення)	5 робочих днів	90	-				
технічна перевірка розрахункових засобів обліку (крім населення)	20 днів			200	0	0	0
перевірка рахунків на оплату електроенергії для населення	5 днів	98					
Вимірювання параметрів якості електричної енергії при у разі відхилення від договірних значень та оформлення двостороннього акта про якість електричної енергії (крім населення)	2 дні	98	-				
Оформлення акта-претензії щодо порушення умов договору (для населення):							
прибуття представника енергопостачальника для складання акта-претензії щодо порушення умов договору, у т. ч.:							
у містах	3 дні	99	-				
у сільській місцевості	7 днів	99	-				
усунення недоліків, зазначених в акті-претензії, або надання обґрунтованої відмови	10 днів	99	-				
Письмове звернення споживача	1 місяць			200	1	400	1
Проведення експертизи приладу обліку (для населення)	20 днів			200	0	0	0
Відновлення електропостачання після перерви в електропостачанні	24 години			200	3	24900	145
Відповідь оператора кол-центру на дзвінок із черги дзвінків	30 с	75	41				

ТАБЛИЦЯ 10.2.5

ІНФОРМАЦІЯ ЩОДО ДОТРИМАННЯ ЗАГАЛЬНИХ ТА ГАРАНТОВАНИХ СТАНДАРТІВ ЯКОСТІ НАДАННЯ ПОСЛУГ ОСР ТА СУМ НАДАНИХ КОМПЕНСАЦІЙ ЗА НЕДОТРИМАННЯ ГАРАНТОВАНИХ СТАНДАРТІВ ЯКОСТІ НАДАННЯ ПОСЛУГ ЗА 2018 РОКУ ЗГІДНО ПОСТАНОВИ НКРЕКП №375

Стандарт		Загальні стандарти		Гарантовані стандарти			
		встановлений НКРЕКП рівень	фактичний рівень виконання, %	сума компенсацій, виплачена споживачам, тис. грн	кількість випадків надання компенсації споживачам		
					побутовим	непобутовим	
						малим непобутовим	іншим
Рівень сервісу кол-центру протягом 30 секунд		75%	49,26				
Відсоток втрачених у черзі дзвінків кол-центру		10 %	19				
Дотримання показників змінення напруги, встановлених Кодексом систем розподілу				0	0	0	0
Усунення причин недотримання показників якості електричної енергії за результатами розгляду скарги (претензії) споживача:							
у разі можливості їх усунення оперативними діями персоналу ОСР	30 днів			0	0	0	0
у разі необхідності проведення будівельних робіт або заміни елементів мережі	180 днів			0	0	0	0
Розгляд скарги (претензії) споживача щодо якості електричної енергії:							
без проведення вимірювань параметрів якості електричної енергії в точці розподілу споживачу	15 днів			0	0	0	0
у разі проведення вимірювань параметрів якості електричної енергії в точці розподілу споживачу	30 днів			0	0	0	0
Відновлення електропостачання	24 години			3.6	8	1	0

після початку перерви в електропостачанні							
Видача технічних умов на приєднання разом з проектом договору про приєднання:							
для стандартного приєднання	10 роб. днів			0	0	0	0
для нестандартного приєднання без необхідності погодження технічних умов з оператором системи передачі	10 роб. днів			0	0	0	0
для нестандартного приєднання за необхідності погодження технічних умов з оператором системи передачі	20 роб. днів			0	0	0	0
Подання робочої напруги для проведення випробувань електрообладнання замовника:							
якщо подання напруги не потребує припинення електропостачання інших Користувачів	5 роб. днів			0	0	0	0
якщо подання напруги потребує припинення електропостачання інших Користувачів	10 роб. днів			0	0	0	0
Підключення електроустановок замовника до електричної мережі:							
якщо підключення не потребує припинення електропостачання інших Користувачів	5 роб. днів			0	0	0	0
якщо підключення потребує припинення електропостачання інших Користувачів	10 роб. днів			0	0	0	0
Видача паперового примірника укладеного договору про надання послуг з розподілу	3 роб. дні			0	0	0	0
Видача підписаного ОСР паспорта точки розподілу	10 роб. днів			0	0	0	0

Відновлення електроживлення електроустановки споживача, яка була відключена за заявою споживача	5 роб. днів			0	0	0	0
Відновлення електроживлення електроустановки споживача, яка була відключена за ініціативою ОСР:							
у міській місцевості	3 роб. дні			0	0	0	0
у сільській місцевості	5 роб. днів			0	0	0	0
Відновлення електроживлення електроустановки споживача, яка була відключена за зверненням електропостачальника:							
у міській місцевості	3 роб. дні			0	0	0	0
у сільській місцевості	5 роб. днів			0	0	0	0
Перевірка лічильника	20 днів			0	0	0	
Розгляд звернень/скарг/претензій споживачів	30 днів			0	0	0	0
розгляд звернень/скарг/претензій споживачів, якщо під час розгляду звернення необхідно здійснити технічну перевірку або провести експертизу засобу обліку	45 днів			0	0	0	0
Розгляд звернень споживачів щодо відшкодування збитків, завданих внаслідок недотримання ОСР показників якості електропостачання	30 днів			0	0	0	0
Розгляд звернень споживачів щодо перевірки правильності рахунку за послуги з розподілу електричної енергії	5 роб. днів			0	0	0	0
Разом:				3.6	8	1	0

10.3. ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

АТ "Херсонобленерго", як оператор системи розподілу (ОСР) зобов'язано забезпечити функціювання системи моніторингу показників якості електричної енергії, починаючи з 01 січня 2021 року. Процедура оцінки діяльності ОСР та оцінка показників якості електричної енергії у системі моніторингу показників якості електричної енергії на законодавчому рівні ще не визначена.

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.

ОСР має надавати споживачам компенсації за недотримання показників якості електропостачання у розмірі та порядку, що встановлені Регулятором.

АТ "Херсонобленерго" як Оператор системи розподілу компенсацію за недотримання показників якості електроенергії ще не надавав.

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

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 вибірковій (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»:

№ п/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	70	70
2	Шини СН кожної підстанції СН/СН	Не рідше одного разу на 4 роки	311	78
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

На теперішній час оснащено 20 точок вимірів стаціонарними пристроями фіксації/аналізу показників якості.

Таблиця 11.2.

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

№ п/п	Найменування ПС	Місце розташування	Тип приладу
1	ПС-35/6 кВ»Оч. Соружения»	1СШ 6 кВ	SATEK PM-175
2	ПС-150/35/10 "Дудчино"	2 СШ 35 кВ	SATEK PM-175
3	ПС-150/35/10 "Дудчино"	1 СШ 35 кВ	SATEK PM-175
4	ПС-150/35/10 "Рубановка"	2 СШ 35 кВ	SATEK PM-175
5	ПС-150/35/10 "Рубановка"	1СШ 10 кВ	SATEK PM-175
6	ПС-150/35/10 "Рубановка"	2 СШ 10 кВ	SATEK PM-175
7	ПС-150/35/10 кВ «Цюрупинская»	1СШ 10 кВ	SATEK PM-175
8	ПС-150/35/10 кВ «Цюрупинская»	2СШ 10 кВ	SATEK PM-175
9	ПС-35/10 кВ «Крестовка»	СШ 10 кВ	SATEK PM-175
10	ПС-150/35/10 кВ «Бериславская»	1СШ 10 кВ	SATEK PM-175
11	ПС-150/35/10 кВ «Бериславская»	2СШ 10 кВ	SATEK PM-175
12	ПС-150/35/10 кВ «Виноградово»	1СШ 10 кВ	SATEK PM-175
13	ПС-150/35/10 кВ «Виноградово»	2СШ 10 кВ	SATEK PM-175
14	ПС-35/6 кВ «Камышаны»	1СШ 10 кВ	SATEK PM-175
15	ПС-35/10 кВ «Порт»	2СШ 10 кВ	SATEK PM-175
16	ПС-150/35/10 кВ «Трифоновка»	СШ 10 кВ	SATEK PM-175
17	ПС-150/10 кВ “Коммунальная”	1СШ 10 кВ	SATEK PM-175
18	ПС-150/10 кВ “Коммунальная”	2СШ 10 кВ	SATEK PM-175
19	ПС-150/10 кВ “Коммунальная”	3СШ 10 кВ	SATEK PM-175
20	ПС-150/10 кВ “Коммунальная”	4СШ 10 кВ	SATEK PM-175

Відповідно до постанови НКРЕКП від 14.03.2018 № 310 про затвердження Кодексу систем розподілу, глава 6.3. “Моніторинг якості електричної енергії в системі розподілу” розділу VI “Вимірювання параметрів електричної енергії” набирає чинності з 01 січня 2021 року.

Для організації збору даних з точок вимірювання, згідно вимог кодексу, та організації ведення моніторингу якості електричної енергії в системі розподілу АТ “Херсонобленерго” в 2020-2024 році планує закупити 45 пристроїв фіксації/аналізу показників якості (для організації замірів показників якості як мобільними так і стаціонарно встановленими пристроям).

Плани в кількісному та вартісному вираженні щодо реалізації заходів по забезпеченню проведення щорічних вимірювань параметрів якості електричної енергії як переносними так і стаціонарними пристроями, включенням необхідного обладнання (ТН, ТС, арматура) зведено в наступну таблицю.

Табл.11.3.

План заходів з вимірювання параметрів якості електроенергії на 2020-2024 роки

№ п/п	Тип точки вимірювання	тис.грн.вартість одиниці,	2020 рік		2021 рік		2022 рік		2023 рік		2024 рік	
			кількість, шт.	вартість, тис.грн.	кількість, шт.	вартість, тис.грн.	кількість, шт.	вартість, тис.грн.	кількість, шт.	вартість, тис.грн.	кількість, шт.	вартість, тис.грн.
1	**Шини СН кожної підстанції ВН/СН**		**70**		**70**		**70**		**70**		**70**	
1.1	Придбання приладу	70.00	5	350.00	5	350.00	5	350.00	5	350.00	5	350.00
1.2	Встановлення стаціонарного приладу	2.00	1	2.00	5	10.00	5	10.00	5	10.00	5	10.00
1.3	Вимірювання переносним приладом	2.00	53	106.00	48	96.00	43	86.00	38	76.00	33	66.00
1.4	Вимірювання стаціонарним приладом	1.00	17	17.00	22	22.00	27	27.00	32	32.00	37	37.00
2	**Шини СН кожної підстанції СН/СН**		**78**		**78**		**78**		**78**		**78**	
2.1.	Придбання приладу	70.00	5	350.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00
2.2.	Вимірювання переносним приладом	2.00	78	156.00	78	156.00	78	156.00	78	156.00	78	156.00
2.3.	Вимірювання стаціонарним приладом	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00
3	**Точки приєднання споживачів СН 6-35 кВ**		**45**		**45**		**45**		**45**		**45**	
3.1	Придбання приладу	65.00	0	0.00	0	0.00	5	325.00	0	0.00	0	0.00
3.2	Вимірювання переносним приладом	8.00	0	0.00	45	360.00	45	360.00	45	360.00	45	360.00
3.3	Вимірювання стаціонарним приладом	0.50	45	22.50	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00
4	**Одна із шин НН підстанцій СН/НН**		**23**		**23**		**23**		**23**		**23**	
4.1	Придбання приладу	58.20	2	116.40	4	232.80	4	232.80	0	0.00	0	0.00
4.2	Вимірювання переносним приладом	2.00	23	46.00	23	46.00	23	46.00	23	46.00	23	46.00
4.3	Вимірювання стаціонарним приладом	1.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00
	РАЗОМ			**1165.90**		**1272.80**		**1592.80**		**1030.00**		**1025.00**
	ВСЬОГО											**6086.50**

Таблиця 11.4.

Графік встановлення стаціонарних пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії на шинах середньої напруги підстанцій ВН/СН АТ «Херсонобленерго» 2020-2024 років

№п/п	Назва ПС	Секція шин СН	Диспетчерське найменування	**Рік встановлення пристроїв**						
				існуючі	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	Рубановка 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т				■			
2		1СШ 10 кВ	1Т	■						
3		2СШ 35 кВ	2Т	■						
4		2СШ 10 кВ	2Т	■						
5	Дудчино 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т	■						
6		1СШ 10 кВ	1Т				■			
7		2СШ 35 кВ	2Т	■						
8		2СШ 10 кВ	2Т				■			
9	Цюрупинская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т		■					
10		1СШ 10 кВ	1Т	■						
11		2СШ 35 кВ	2Т				■			
12		2СШ 10 кВ	2Т	■						
13	Виноградовская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т				■			
14		1СШ 10 кВ	1Т	■						
15		2СШ 35 кВ	2Т					■		
16		2СШ 10 кВ	2Т	■						
17	Бериславская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т					■		
18		1СШ 10 кВ	1Т	■						
19		2СШ 35 кВ	2Т					■		
20		2СШ 10 кВ	2Т	■						
21	ХНПЗ 150/35/6	1,2СШ 6 кВ	1Т					■		
22		3,4СШ 6 кВ	1Т					■		
23		1СШ 35 кВ	1Т			■				
24		2СШ 35 кВ	2Т						■	
25	Промышленная 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т						■	
26		1СШ 10 кВ	1Т						■	
27		2СШ 35 кВ	2Т						■	
28		2СШ 10 кВ	2Т						■	
29	Коммунальная 150/10/10	1СШ 10 кВ	1Т	■						
30		3СШ 10 кВ	1Т	■						
31		2СШ 10 кВ	2Т	■						
32		4СШ 10 кВ	2Т	■						
33	Никольская 150/35/6	1СШ 35 кВ	1Т							■
34		1СШ 6 кВ	1Т							■
35		2СШ 35 кВ	2Т							■
36	Чулаковская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т							■
37		2СШ 35 кВ	2Т							■

Таблиця 11.5.

Графік вимірювання параметрів якості електричної енергії на шинах середньої напруги підстанцій ВН/СН АТ «Херсонобленерго» 2020-2024 років

№/№ п/п	Назва ПС	Секція шин СН	найменуванняДиспетчерське	2020											
				січень	лютий	березень	квітень	травень	червень	липень	серпень	вересень	жовтень	листопад	грудень
1	Рубановка 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
2		1СШ 10 кВ	1Т												
3		2СШ 35 кВ	2Т												
4		2СШ 10 кВ	2Т												
5	Дудчино 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
6		1СШ 10 кВ	1Т												
7		2СШ 35 кВ	2Т												
8		2СШ 10 кВ	2Т												
9	Цюрупинская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
10		1СШ 10 кВ	1Т												
11		2СШ 35 кВ	2Т												
12		2СШ 10 кВ	2Т												
13	Виноградовская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
14		1СШ 10 кВ	1Т												
15		2СШ 35 кВ	2Т												
16		2СШ 10 кВ	2Т												
17	Бериславская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
18		1СШ 10 кВ	1Т												
19		2СШ 35 кВ	2Т												
20		2СШ 10 кВ	2Т												
21	ХНПЗ 150/35/6	1,2СШ 6 кВ	1Т												
22		3,4СШ 6 кВ	1Т												
23		1СШ 35 кВ	1Т												
24		2СШ 35 кВ	2Т												
25	Промышленная 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
26		1СШ 10 кВ	1Т												
27		2СШ 35 кВ	2Т												
28		2СШ 10 кВ	2Т												
29	Коммунальная 150/10/10	1СШ 10 кВ	1Т												
30		3СШ 10 кВ	1Т												
31		2СШ 10 кВ	2Т												
32		4СШ 10 кВ	2Т												

33	Никольская 150/35/6	1СШ 35 кВ	1Т												
34		1СШ 6 кВ	1Т												
35		2СШ 35 кВ	2Т												
36		2СШ 6 кВ	2Т												
37	Чулаковская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
38		1СШ 10 кВ	1Т												
39		2СШ 35 кВ	2Т												
40		2СШ 10 кВ	2Т												
41	Нова 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
42		2СШ 35 кВ	1Т												
43	Трифоновская 150/35/10	1,2СШ 35 кВ	1Т												
44		1,2СШ 10 кВ	1Т												
45	П.Покровская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
46		1СШ 10 кВ	1Т												
47		2СШ 35 кВ	2Т												
48		2СШ 10 кВ	2Т												
49	Промбаза 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
50		1СШ 10 кВ	1Т												
51		3СШ 10 кВ	1Т												
52		2СШ 35 кВ	2Т												
53		2СШ 10 кВ	2Т												
54		4СШ 10 кВ	2Т												
55	ГНС-КОС 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
56		1СШ 10 кВ	1Т												
57		2СШ 35 кВ	4Т												
58		2СШ 10 кВ	4Т												
59	ГНС-СОС 150/35/6	1,2СШ 35 кВ	2Т												
60		1,2СШ 6 кВ	2Т												
61	Н.Троицкая 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
62		1СШ 10 кВ	1Т												
63		2СШ 35 кВ	2Т												
64		2СШ 10 кВ	2Т												
65	Н.Алексеевка 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
66		1СШ 10 кВ	1Т												
67		2СШ 35 кВ	2Т												
68		2СШ 10 кВ	2Т												
69	Н.Тимофеевка 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
70		2СШ 35 кВ	2Т												

№/ № п/п	Назва ПС	Секція шин СН	найменуванняДиспетчерське	2021											
				січень	лютий	березень	квітень	травень	червень	липень	серпень	вересень	жовтень	листопад	грудень
1	Рубановка 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
2		1СШ 10 кВ	1Т												
3		2СШ 35 кВ	2Т												
4		2СШ 10 кВ	2Т												
5	Дудчино 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
6		1СШ 10 кВ	1Т												
7		2СШ 35 кВ	2Т												
8		2СШ 10 кВ	2Т												
9	Цюрупинская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
10		1СШ 10 кВ	1Т												
11		2СШ 35 кВ	2Т												
12		2СШ 10 кВ	2Т												

13	Виноградовская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
14		1СШ 10 кВ	1Т												
15		2СШ 35 кВ	2Т												
16		2СШ 10 кВ	2Т												
17	Бериславская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
18		1СШ 10 кВ	1Т												
19		2СШ 35 кВ	2Т												
20		2СШ 10 кВ	2Т												
21	ХНПЗ 150/35/6	1,2СШ 6 кВ	1Т												
22		3,4СШ 6 кВ	1Т												
23		1СШ 35 кВ	1Т												
24		2СШ 35 кВ	2Т												
25	Промышленная 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
26		1СШ 10 кВ	1Т												
27		2СШ 35 кВ	2Т												
28		2СШ 10 кВ	2Т												
29	Коммунальная 150/10/10	1СШ 10 кВ	1Т												
30		3СШ 10 кВ	1Т												
31		2СШ 10 кВ	2Т												
32		4СШ 10 кВ	2Т												
33	Никольская 150/35/6	1СШ 35 кВ	1Т												
34		1СШ 6 кВ	1Т												
35		2СШ 35 кВ	2Т												
36		2СШ 6 кВ	2Т												
37	Чулаковская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
38		1СШ 10 кВ	1Т												
39		2СШ 35 кВ	2Т												
40		2СШ 10 кВ	2Т												
41	Нова 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
42		2СШ 35 кВ	1Т												
43	Трифоновская 150/35/10	1,2СШ 35 кВ	1Т												
44		1,2СШ 10 кВ	1Т												
45	П.Покровская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
46		1СШ 10 кВ	1Т												
47		2СШ 35 кВ	2Т												
48		2СШ 10 кВ	2Т												
49	Промбаза 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
50		1СШ 10 кВ	1Т												
51		3СШ 10 кВ	1Т												

52		2СШ 35 кВ	2Т												
53		2СШ 10 кВ	2Т												
54		4СШ 10 кВ	2Т												
55	ГНС-КОС 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
56		1СШ 10 кВ	1Т												
57		2СШ 35 кВ	4Т												
58		2СШ 10 кВ	4Т												
59	ГНС-СОС 150/35/6	1,2СШ 35 кВ	2Т												
60		1,2СШ 6 кВ	2Т												
61	Н.Троицкая 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
62		1СШ 10 кВ	1Т												
63		2СШ 35 кВ	2Т												
64		2СШ 10 кВ	2Т												
65	Н.Алексеевка 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
66		1СШ 10 кВ	1Т												
67		2СШ 35 кВ	2Т												
68		2СШ 10 кВ	2Т												
69	Н.Тимофеевка 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
70		2СШ 35 кВ	2Т												

№/№ п/п	Назва ПС	Секція шин СН	найменуванняДиспетчерське	2022											
				січень	лютий	березень	квітень	травень	червень	липень	серпень	вересень	жовтень	листопад	грудень
1	Рубановка 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
2		1СШ 10 кВ	1Т												
3		2СШ 35 кВ	2Т												
4		2СШ 10 кВ	2Т												
5	Дудчино 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
6		1СШ 10 кВ	1Т												
7		2СШ 35 кВ	2Т												
8		2СШ 10 кВ	2Т												
9	Цюрупинская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
10		1СШ 10 кВ	1Т												
11		2СШ 35 кВ	2Т												

12		2СШ 10 кВ	2Т												
13	Виноградовская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
14		1СШ 10 кВ	1Т												
15		2СШ 35 кВ	2Т												
16		2СШ 10 кВ	2Т												
17	Бериславская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
18		1СШ 10 кВ	1Т												
19		2СШ 35 кВ	2Т												
20		2СШ 10 кВ	2Т												
21	ХНПЗ 150/35/6	1,2СШ 6 кВ	1Т												
22		3,4СШ 6 кВ	1Т												
23		1СШ 35 кВ	1Т												
24		2СШ 35 кВ	2Т												
25	Промышленная 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
26		1СШ 10 кВ	1Т												
27		2СШ 35 кВ	2Т												
28		2СШ 10 кВ	2Т												
29	Коммунальная 150/10/10	1СШ 10 кВ	1Т												
30		3СШ 10 кВ	1Т												
31		2СШ 10 кВ	2Т												
32		4СШ 10 кВ	2Т												
33	Никольская 150/35/6	1СШ 35 кВ	1Т												
34		1СШ 6 кВ	1Т												
35		2СШ 35 кВ	2Т												
36		2СШ 6 кВ	2Т												
37	Чулаковская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
38		1СШ 10 кВ	1Т												
39		2СШ 35 кВ	2Т												
40		2СШ 10 кВ	2Т												
41	Нова 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
42		2СШ 35 кВ	1Т												
43	Трифоновская 150/35/10	1,2СШ 35 кВ	1Т												
44		1,2СШ 10 кВ	1Т												
45	П.Покровская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
46		1СШ 10 кВ	1Т												
47		2СШ 35 кВ	2Т												
48		2СШ 10 кВ	2Т												
49	Промбаза 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
50		1СШ 10 кВ	1Т												

51		3СШ 10 кВ	1Т												
52		2СШ 35 кВ	2Т												
53		2СШ 10 кВ	2Т												
54		4СШ 10 кВ	2Т												
55	ГНС-КОС 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
56		1СШ 10 кВ	1Т												
57		2СШ 35 кВ	4Т												
58		2СШ 10 кВ	4Т												
59	ГНС-СОС 150/35/6	1,2СШ 35 кВ	2Т												
60		1,2СШ 6 кВ	2Т												
61	Н.Троицкая 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
62		1СШ 10 кВ	1Т												
63		2СШ 35 кВ	2Т												
64		2СШ 10 кВ	2Т												
65	Н.Алексеевка 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
66		1СШ 10 кВ	1Т												
67		2СШ 35 кВ	2Т												
68		2СШ 10 кВ	2Т												
69	Н.Тимофеевка 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
70		2СШ 35 кВ	2Т												

№/№ п/п	Назва ПС	Секція шин СН	найменуванняДиспетчерське	2023											
				січень	лютий	березень	квітень	травень	червень	липень	серпень	вересень	жовтень	листопад	грудень
1	Рубановка 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
2		1СШ 10 кВ	1Т												
3		2СШ 35 кВ	2Т												
4		2СШ 10 кВ	2Т												
5	Дудчино 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
6		1СШ 10 кВ	1Т												
7		2СШ 35 кВ	2Т												
8		2СШ 10 кВ	2Т												
9	Цюрупинская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
10		1СШ 10 кВ	1Т												

11		2СШ 35 кВ	2Т												
12		2СШ 10 кВ	2Т												
13	Виноградовская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
14		1СШ 10 кВ	1Т												
15		2СШ 35 кВ	2Т												
16		2СШ 10 кВ	2Т												
17	Бериславская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
18		1СШ 10 кВ	1Т												
19		2СШ 35 кВ	2Т												
20		2СШ 10 кВ	2Т												
21	ХНПЗ 150/35/6	1,2СШ 6 кВ	1Т												
22		3,4СШ 6 кВ	1Т												
23		1СШ 35 кВ	1Т												
24		2СШ 35 кВ	2Т												
25	Промышленная 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
26		1СШ 10 кВ	1Т												
27		2СШ 35 кВ	2Т												
28		2СШ 10 кВ	2Т												
29	Коммунальная 150/10/10	1СШ 10 кВ	1Т												
30		3СШ 10 кВ	1Т												
31		2СШ 10 кВ	2Т												
32		4СШ 10 кВ	2Т												
33	Никольская 150/35/6	1СШ 35 кВ	1Т												
34		1СШ 6 кВ	1Т												
35		2СШ 35 кВ	2Т												
36		2СШ 6 кВ	2Т												
37	Чулаковская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
38		1СШ 10 кВ	1Т												
39		2СШ 35 кВ	2Т												
40		2СШ 10 кВ	2Т												
41	Нова 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
42		2СШ 35 кВ	1Т												
43	Трифоновская 150/35/10	1,2СШ 35 кВ	1Т												
44		1,2СШ 10 кВ	1Т												
45	П.Покровская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
46		1СШ 10 кВ	1Т												
47		2СШ 35 кВ	2Т												
48		2СШ 10 кВ	2Т												
49	Промбаза	1СШ 35 кВ	1Т												

50	150/35/10	1СШ 10 кВ	1Т												
51		3СШ 10 кВ	1Т												
52		2СШ 35 кВ	2Т												
53		2СШ 10 кВ	2Т												
54		4СШ 10 кВ	2Т												
55	ГНС-КОС 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
56		1СШ 10 кВ	1Т												
57		2СШ 35 кВ	4Т												
58		2СШ 10 кВ	4Т												
59	ГНС-СОС 150/35/6	1,2СШ 35 кВ	2Т												
60		1,2СШ 6 кВ	2Т												
61	Н.Троицкая 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
62		1СШ 10 кВ	1Т												
63		2СШ 35 кВ	2Т												
64		2СШ 10 кВ	2Т												
65	Н.Алексеевка 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
66		1СШ 10 кВ	1Т												
67		2СШ 35 кВ	2Т												
68		2СШ 10 кВ	2Т												
69	Н.Тимофеевка 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
70		2СШ 35 кВ	2Т												

№/№ п/п	Назва ПС	Секція шин СН	найменуванняДиспетчерське	2024											
				січень	лютий	березень	квітень	травень	червень	липень	серпень	вересень	жовтень	листопад	грудень
1	Рубановка 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
2		1СШ 10 кВ	1Т												
3		2СШ 35 кВ	2Т												
4		2СШ 10 кВ	2Т												
5	Дудчино 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
6		1СШ 10 кВ	1Т												
7		2СШ 35 кВ	2Т												
8		2СШ 10 кВ	2Т												
9	Цюрупинская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
10		1СШ 10 кВ	1Т												
11		2СШ 35 кВ	2Т												

12		2СШ 10 кВ	2Т												
13	Виноградовская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
14		1СШ 10 кВ	1Т												
15		2СШ 35 кВ	2Т												
16		2СШ 10 кВ	2Т												
17	Бериславская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
18		1СШ 10 кВ	1Т												
19		2СШ 35 кВ	2Т												
20		2СШ 10 кВ	2Т												
21	ХНПЗ 150/35/6	1,2СШ 6 кВ	1Т												
22		3,4СШ 6 кВ	1Т												
23		1СШ 35 кВ	1Т												
24		2СШ 35 кВ	2Т												
25	Промышленная 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
26		1СШ 10 кВ	1Т												
27		2СШ 35 кВ	2Т												
28		2СШ 10 кВ	2Т												
29	Коммунальная 150/10/10	1СШ 10 кВ	1Т												
30		3СШ 10 кВ	1Т												
31		2СШ 10 кВ	2Т												
32		4СШ 10 кВ	2Т												
33	Никольская 150/35/6	1СШ 35 кВ	1Т												
34		1СШ 6 кВ	1Т												
35		2СШ 35 кВ	2Т												
36		2СШ 6 кВ	2Т												
37	Чулаковская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
38		1СШ 10 кВ	1Т												
39		2СШ 35 кВ	2Т												
40		2СШ 10 кВ	2Т												
41	Нова 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
42		2СШ 35 кВ	1Т												
43	Трифоновская 150/35/10	1,2СШ 35 кВ	1Т												
44		1,2СШ 10 кВ	1Т												
45	П.Покровская 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
46		1СШ 10 кВ	1Т												
47		2СШ 35 кВ	2Т												
48		2СШ 10 кВ	2Т												
49	Промбаза 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
50		1СШ 10 кВ	1Т												
51		3СШ 10 кВ	1Т												
52		2СШ 35 кВ	2Т												

53		2СШ 10 кВ	2Т												
54		4СШ 10 кВ	2Т												
55	ГНС-КОС 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
56		1СШ 10 кВ	1Т												
57		2СШ 35 кВ	4Т												
58		2СШ 10 кВ	4Т												
59	ГНС-СОС 150/35/6	1,2СШ 35 кВ	2Т												
60		1,2СШ 6 кВ	2Т												
61	Н.Троицкая 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
62		1СШ 10 кВ	1Т												
63		2СШ 35 кВ	2Т												
64		2СШ 10 кВ	2Т												
65	Н.Алексеевка 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
66		1СШ 10 кВ	1Т												
67		2СШ 35 кВ	2Т												
68		2СШ 10 кВ	2Т												
69	Н.Тимофеевка 150/35/10	1СШ 35 кВ	1Т												
70		2СШ 35 кВ	2Т												

Період вимірювання не менш 7 діб

Вимірювання переносним пристроєм аналізатора якості е/е

Вимірювання стаціонарним пристроєм аналізатора якості е/е

Таблиця 11.6.

Графік вимірювання параметрів якості електричної енергії на шинах середньої напруги підстанцій СН/СН АТ «Херсонобленерго» 2020-2024 років

№ / № п/п	Назва ПС	Секція шин СН	2020											
			січень	лютий	березень	квітень	травень	червень	липень	серпень	вересень	жовтень	листопад	грудень
1	М.Лепетихская 35/10	СШ 10 кВ												
2		СШ 10 кВ												
3		СШ 10 кВ												
4	Николаевка 35/10	СШ 10 кВ												
5	Крестовская 35/10	СШ 10 кВ												
6	Высокопольская 35/10	СШ 10 кВ												
7		СШ 10 кВ												
8	Большевик 35/10	СШ 10 кВ												
9	Ж.Порт	СШ 10 кВ												
10		СШ 10 кВ												
11	Коробки 35/10	СШ 10 кВ												
12		СШ 10 кВ												
13	Н.С.5 по МК 35/10-0,4	СШ 10 кВ												
14		СШ 10 кВ												
15		СШ 10 кВ												
16	Порт 35/10	СШ 10 кВ												
17		СШ 10 кВ												
18	Н.Российская 35/10	СШ 10 кВ												
19		СШ 10 кВ												
20	Молодежная 35/10	СШ 10 кВ												
21		СШ 10 кВ												
22	Береговая 35/10	СШ 10 кВ												
23		СШ 10 кВ												
24	Костогрызово 35/10	СШ 10 кВ												
25		СШ 10 кВ												
26	Григорьевская 35/10	СШ 10 кВ												
27	Строгановская 35/10	СШ 10 кВ												
28	Кр.Чабан 35/10	СШ 10 кВ												
29	Мирная 35/10	СШ 10 кВ												
30		СШ 10 кВ												
31	Очистные сооружения 35/6	СШ 6 кВ												
32		СШ 6 кВ												
33	Камышанская 35/10	СШ 10 кВ												
34	Белозерская 35/10	СШ 10 кВ												
35		СШ 10 кВ												
36	Советская 35/10	СШ 10 кВ												
37		СШ 10 кВ												
38	Восточная 35/10	СШ 10 кВ												

39		СШ 10 кВ												
40	Киселевская 35/10	СШ 10 кВ												
41	Брилевка 35/10	СШ 10 кВ												
42		СШ 10 кВ												
43	Токаревская 35/10	СШ 10 кВ												
44		СШ 10 кВ												
45	Любимовка 35/10	СШ 10 кВ												
46		СШ 10 кВ												
47	Б-Благовещенская 35/10	СШ 10 кВ												
48		СШ 10 кВ												
49	Комсомольская 35/6	СШ 6 кВ												
50		СШ 6 кВ												
51	Бетонверфь 35/6	СШ 6 кВ												
52		СШ 6 кВ												
53	Киндийская 35/6	СШ 6 кВ												
54		СШ 6 кВ												
55	Консервная 35/6	СШ 6 кВ												
56		СШ 6 кВ												
57	Текстильная 35/6	СШ 6 кВ												
58		СШ 6 кВ												
59	Дзержинская 35/6	СШ 6 кВ												
60		СШ 6 кВ												
61	Заводская 35/6	СШ 6 кВ												
62		СШ 6 кВ												
63	Строительная 35/6	СШ 6 кВ												
64		СШ 6 кВ												
65	Днепровская 35/6	СШ 6 кВ												
66		СШ 6 кВ												
67	Кошевая 35/6	СШ 6 кВ												
68		СШ 6 кВ												
69	Островная 35/6	СШ 6 кВ												
70		СШ 6 кВ												
71	Северная 35/10	СШ 10 кВ												
72		СШ 10 кВ												
73	ТОК 35/10	СШ 10 кВ												
74		СШ 10 кВ												
75	Солнечная 35/10	СШ 10 кВ												
76	Сухарная 35/10	СШ 10 кВ												
77		СШ 10 кВ												
78	МИС 35/10	СШ 10 кВ												
79		СШ 10 кВ												

№/№	Назва ПС	Секція	2021											
п/п		шин СН	січень	лютий	березень	квітень	травень	червень	липень	серпень	вересень	жовтень	листопад	грудень
1	Антоновская 35/6/10	СШ 10 кВ												
2		СШ 6 кВ												
3	Прогресс 35/10	СШ 10 кВ												
4	Ш.Балка 35/10	СШ 10 кВ												
5		СШ 10 кВ												
6	Чернобаевская 35/10	СШ 10 кВ												
7		СШ 10 кВ												
8	Дарьевская 35/10	СШ 10 кВ												
9		СШ 10 кВ												
10	Станиславская 35/10	СШ 10 кВ												
11	Александровская 35/10	СШ 10 кВ												
12	Ингулецкая 35/10	СШ 10 кВ												
13	Правдинская 35/10	СШ 10 кВ												
14	Торговая 35/10	СШ 10 кВ												
15	Велетенская 35/10	СШ 10 кВ												
16		СШ 10 кВ												
17	Садово 35/10	СШ 10 кВ												
18	Батумская 35/10	СШ 10 кВ												
19	Музыковская 35/10	СШ 10 кВ												
20	Новодмитровская 35/10	СШ 10 кВ												
21	Б.Криницкая 35/10	СШ 10 кВ												
22		СШ 10 кВ												
23	Калининская 35/10	СШ 10 кВ												
24		СШ 10 кВ												
25	В-Александровская 35/10	СШ 10 кВ												
26		СШ 10 кВ												
27	Новокубанская35/10	СШ 10 кВ												
28		СШ 10 кВ												
29	Колос 35/10	СШ 10 кВ												
30	Борозенская 35/10	СШ 10 кВ												
31		СШ 10 кВ												
32	Вишневая 35/10	СШ 10 кВ												
33	Архангельская 35/10	СШ 10 кВ												
34		СШ 10 кВ												
35	Н.Вознесенская 35/10	СШ 10 кВ												
36	Кочубеевская 35/10	СШ 10 кВ												
37	Н.Воронцовская 35/10	СШ 10 кВ												
38		СШ 10 кВ												
39	Осокоровская 35/10	СШ 10 кВ												
40	Золотобалковская 35/10	СШ 10 кВ												
41		СШ 10 кВ												
42	Янтарная 35/10	СШ 10 кВ												
43	Светличная 35/10	СШ 10 кВ												

44	Гавриловская 35/10	СШ 10 кВ												
45	Червонофлотская 35/10	СШ 10 кВ												
46	Крещеновская 35/10	СШ 10 кВ												
47	Пионер 35/10	СШ 10 кВ												
48		СШ 10 кВ												
49	Беляевская 35/10	СШ 10 кВ												
50		СШ 10 кВ												
51	Н.Воскресеновская 35/10	СШ 10 кВ												
52	Пограничная 35/10	СШ 10 кВ												
53	В.Лепетихская 35/10	СШ 10 кВ												
54		СШ 10 кВ												
55	ГНС 35/6	СШ 6 кВ												
56		СШ 6 кВ												
57	В.Рогачикская 35/10	СШ 10 кВ												
58		СШ 10 кВ												
59	Ушкальская 35/10	СШ 10 кВ												
60		СШ 10 кВ												
61	Первомаевская 35/10	СШ 10 кВ												
62	Самойловская 35/10	СШ 10 кВ												
63	Геническая 35/10	СШ 10 кВ												
64		СШ 10 кВ												
65	Петровская 35/10	СШ 10 кВ												
66	Партизанская 35/10	СШ 10 кВ												
67	Н.Григорьевская 35/10	СШ 10 кВ												
68		СШ 10 кВ												
69	Чонгарская 35/10	СШ 10 кВ												
70		СШ 10 кВ												
71	Приазовская 35/10	СШ 10 кВ												
72		СШ 10 кВ												
73	Викторовка 35/10	СШ 10 кВ												
74	Озеряне 35/10	СШ 10 кВ												
75	Генгорка 35/10	СШ 10 кВ												
76		СШ 10 кВ												
77	Стрелковое 35/10	СШ 10 кВ												
78		СШ 10 кВ												
79	Счастливцево35/10	СШ 10 кВ												

№/№	Назва ПС	Секція	2022											
п/п		шин СН	січень	лютий	березень	квітень	травень	червень	липень	серпень	вересень	жовтень	листопад	грудень
1	Голопристанская 35/10	СШ 10 кВ												
2		СШ 10 кВ												
3	Н.Збурьевская 35/10	СШ 10 кВ												
4	Б.Кардашинская 35/10	СШ 10 кВ												
5	Гладковская 35/10	СШ 10 кВ												
6	Геройская 35/10	СШ 10 кВ												
7	М.Копанская35/10	СШ 10 кВ												
8	Долматовская 35/10	СШ 10 кВ												
9		СШ 10 кВ												
10	Сов.Азербайджан 35/10	СШ 10 кВ												
11	Коминтерновская 35/10	СШ 10 кВ												
12		СШ 10 кВ												
13	В.Дружинка 35/10	СШ 10 кВ												
14	Бехтерская 35/10	СШ 10 кВ												
15		СШ 10 кВ												
16	Памятное 35/10	СШ 10 кВ												
17	Б.Остров35/10	СШ 10 кВ												
18	Каховка 35/6-10	СШ 10 кВ												
19		СШ 10 кВ												
20		СШ 10 кВ												
21		СШ 10 кВ												
22	К.Перекоп 35/10	СШ 10 кВ												
23		СШ 10 кВ												
24	Тавричанка 35/10	СШ 10 кВ												
25		СШ 10 кВ												
26	Чернянка 35/10	СШ 10 кВ												
27		СШ 10 кВ												
28	Ретранслятор 35/10	СШ 10 кВ												
29	Заозерное 35/10	СШ 10 кВ												
30	Н.С.6 по Р-1-1 35/10	СШ 10 кВ												
31	Н.С.3 по МК 35/10-0,4	СШ 10 кВ												
32		СШ 10 кВ												
33	Р.Люксембург 35/10	СШ 10 кВ												
34	Кр.Херсонщины 35/10	СШ 10 кВ												
35	Каменка 35/10	СШ 10 кВ												
36		СШ 10 кВ												
37	Черноморовка 35/10	СШ 10 кВ												
38	Богдановка 35/10	СШ 10 кВ												
39	Горностаевская 35/10	СШ 10 кВ												
40		СШ 10 кВ												

41	Каиры 35/10	СШ 10 кВ												
42	Ольгинская 35/10	СШ 10 кВ												
43	Константиновская 35/10	СШ 10 кВ												
44		СШ 10 кВ												
45	Заря 35/10	СШ 10 кВ												
46		СШ 10 кВ												
47	Качкаровская 35/10	СШ 10 кВ												
48	Высоковская 35/10	СШ 10 кВ												
49		СШ 10 кВ												
50	Новорайская 35/10	СШ 10 кВ												
51		СШ 10 кВ												
52	Змеевская 35/10	СШ 10 кВ												
53		СШ 10 кВ												
54	Львовская 35/10/6	СШ 10 кВ												
55		СШ 10 кВ												
56	Тягинская 35/10	СШ 10 кВ												
57	Раковская 35/10	СШ 10 кВ												
58	Кировская 35/10	СШ 10 кВ												
59		СШ 10 кВ												
60	Казацкая 35/10	СШ 10 кВ												
61		СШ 10 кВ												
62	Н.Каирская 35/10	СШ 10 кВ												
63	Костырская 35/10	СШ 10 кВ												
64	Кр.Маяк 35/10	СШ 10 кВ												
65	Сухановская 35/10	СШ 10 кВ												
66	Заречная 35/10	СШ 10 кВ												
67		СШ 10 кВ												
68	Днепряны 35/10	СШ 10 кВ												
69	Щорса 35/10	СШ 10 кВ												
70		СШ 10 кВ												
71		СШ 10 кВ												
72	Основа 35/10	СШ 10 кВ												
73		СШ 10 кВ												
74	Таврийская 35/10	СШ 10 кВ												
75		СШ 10 кВ												
76	Скадовская 35/10	СШ 10 кВ												
77		СШ 10 кВ												
78	Приморская 35/10	СШ 10 кВ												
79		СШ 10 кВ												

№/№	Назва ПС	Секція	2023											
п/п		шин СН	січень	лютий	березень	квітень	травень	червень	липень	серпень	вересень	жовтень	листопад	грудень
1	Грушевка 35/10	СШ 10 кВ												
2		СШ 10 кВ												
3	Таврия 35/10	СШ 10 кВ												
4		СШ 10 кВ												
5	Н.Николаевка 35/10	СШ 10 кВ												
6		СШ 10 кВ												
7	Красная 35/10	СШ 10 кВ												
8		СШ 10 кВ												
9	Михайловка 35/10	СШ 10 кВ												
10	Птаховка 35/10	СШ 10 кВ												
11	Морская 35/10	СШ 10 кВ												
12		СШ 10 кВ												
13	Широкая 35/10	СШ 10 кВ												
14	Лесная 35/10	СШ 10 кВ												
15		СШ 10 кВ												
16	Б.Копани 35/10	СШ 10 кВ												
17		СШ 10 кВ												
18	Подокалиновка 35/10	СШ 10 кВ												
19	Тарасовка 35/10	СШ 10 кВ												
20		СШ 10 кВ												
21	Н.Маячка 35/10	СШ 10 кВ												
22		СШ 10 кВ												
23	Ст.Маячка 35/10	СШ 10 кВ												
24	Казачьи Лагеря 35/10	СШ 10 кВ												
25		СШ 10 кВ												
26	Раденская 35/10	СШ 10 кВ												
27	Чаплынская 35/10	СШ 10 кВ												
28		СШ 10 кВ												
29		СШ 10 кВ												
30	Асканийская 35/10	СШ 10 кВ												
31		СШ 10 кВ												
32	К-Владимировская 35/10	СШ 10 кВ												
33		СШ 10 кВ												
34	Шевченко 35/10	СШ 10 кВ												
35	Балтазаровская 35/10	СШ 10 кВ												
36	Хлебодаровская35/10	СШ 10 кВ												
37	Маркеевская 35/10	СШ 10 кВ												
38	Каланчакская 35/10	СШ 10 кВ												
39		СШ 10 кВ												

40	Привольевская 35/10	СШ 10 кВ												
41	Ключевая 35/10	СШ 10 кВ												
42		СШ 10 кВ												
43	Н.Киевская 35/10	СШ 10 кВ												
44	Громовская 35/10	СШ 10 кВ												
45		СШ 10 кВ												
46	Васильевская 35/10	СШ 10 кВ												
47	Н.Михайловская 35/10	СШ 10 кВ												
48	Отрадовская 35/10	СШ 10 кВ												
49	Подовская 35/10	СШ 10 кВ												
50		СШ 10 кВ												
51	Попелакская 35/10	СШ 10 кВ												
52	Сивашская 35/10	СШ 10 кВ												
53		СШ 10 кВ												
54	Федоровская 35/10	СШ 10 кВ												
55		СШ 10 кВ												
56	Чкаловская 35/10	СШ 10 кВ												
57		СШ 10 кВ												
58	Ивановская 35/10	СШ 10 кВ												
59		СШ 10 кВ												
60	Благодатская 35/10	СШ 10 кВ												
61		СШ 10 кВ												
62	Дружбовская 35/10	СШ 10 кВ												
63	Фрунзенская 35/10	СШ 10 кВ												
64	Трофимовская 35/10	СШ 10 кВ												
65	Н-Серогозы 35/10	СШ 10 кВ												
66		СШ 10 кВ												
67	П-Покровка 35/10	СШ 10 кВ												
68		СШ 10 кВ												
69	Вербы 35/10	СШ 10 кВ												
70		СШ 10 кВ												
71	Степная 35/10	СШ 10 кВ												
72		СШ 10 кВ												
73	КХП 35/10	СШ 10 кВ												
74		СШ 10 кВ												

№/№ п/п	Назва ПС	Секція шин СН	2024											
			січень	лютий	березень	квітень	травень	червень	липень	серпень	вересень	жовтень	листопад	грудень
1	М.Лепетихская 35/10	СШ 10 кВ												

2		СШ 10 кВ												
3		СШ 10 кВ												
4	Николаевка 35/10	СШ 10 кВ												
5	Крестовская 35/10	СШ 10 кВ												
6	Высокопольская 35/10	СШ 10 кВ												
7		СШ 10 кВ												
8	Большевик 35/10	СШ 10 кВ												
9	Ж.Порт	СШ 10 кВ												
10		СШ 10 кВ												
11	Коробки 35/10	СШ 10 кВ												
12		СШ 10 кВ												
13	Н.С.5 по МК 35/10-0,4	СШ 10 кВ												
14		СШ 10 кВ												
15		СШ 10 кВ												
16	Порт 35/10	СШ 10 кВ												
17		СШ 10 кВ												
18	Н.Российская 35/10	СШ 10 кВ												
19		СШ 10 кВ												
20	Молодежная 35/10	СШ 10 кВ												
21		СШ 10 кВ												
22	Береговая 35/10	СШ 10 кВ												
23		СШ 10 кВ												
24	Костогрызово 35/10	СШ 10 кВ												
25		СШ 10 кВ												
26	Григорьевская 35/10	СШ 10 кВ												
27	Строгановская 35/10	СШ 10 кВ												
28	Кр.Чабан 35/10	СШ 10 кВ												
29	Мирная 35/10	СШ 10 кВ												
30		СШ 10 кВ												
31	Очистные сооружения 35/6	СШ 6 кВ												
32		СШ 6 кВ												
33	Камышанская 35/10	СШ 10 кВ												
34	Белозерская 35/10	СШ 10 кВ												
35		СШ 10 кВ												
36	Советская 35/10	СШ 10 кВ												
37		СШ 10 кВ												
38	Восточная 35/10	СШ 10 кВ												
39		СШ 10 кВ												
40	Киселевская 35/10	СШ 10 кВ												
41	Брилевка 35/10	СШ 10 кВ												
42		СШ 10 кВ												
43	Токаревская 35/10	СШ 10 кВ												
44		СШ 10 кВ												
45	Любимовка 35/10	СШ 10 кВ												
46		СШ 10 кВ												
47	Б-Благовещенская 35/10	СШ 10 кВ												
48		СШ 10 кВ												

49	Комсомольская 35/6	СШ 6 кВ												
50		СШ 6 кВ												
51	Бетонверфь 35/6	СШ 6 кВ												
52		СШ 6 кВ												
53	Киндийская 35/6	СШ 6 кВ												
54		СШ 6 кВ												
55	Консервная 35/6	СШ 6 кВ												
56		СШ 6 кВ												
57	Текстильная 35/6	СШ 6 кВ												
58		СШ 6 кВ												
59	Дзержинская 35/6	СШ 6 кВ												
60		СШ 6 кВ												
61	Заводская 35/6	СШ 6 кВ												
62		СШ 6 кВ												
63	Строительная 35/6	СШ 6 кВ												
64		СШ 6 кВ												
65	Днепровская 35/6	СШ 6 кВ												
66		СШ 6 кВ												
67	Кошевая 35/6	СШ 6 кВ												
68		СШ 6 кВ												
69	Островная 35/6	СШ 6 кВ												
70		СШ 6 кВ												
71	Северная 35/10	СШ 10 кВ												
72		СШ 10 кВ												
73	ТОК 35/10	СШ 10 кВ												
74		СШ 10 кВ												
75	Солнечная 35/10	СШ 10 кВ												
76	Сухарная 35/10	СШ 10 кВ												
77		СШ 10 кВ												
78	МИС 35/10	СШ 10 кВ												
79		СШ 10 кВ												

Період вимірювання не менш 7 діб

Вимірювання переносним пристроєм аналізатора якості е/е

Вимірювання стаціонарним пристроєм аналізатора якості е/е

Таблиця 11.7.

Графік вимірювання параметрів якості електричної енергії на одній із шин низької напруги підстанції СН/НН на балансі товариства на 2021-2025рр.

№ з/п	Назва підрозділу	Найменування ТП	Рік вимірювання
1	Херсонські РЕМ	ТП-9	2021
2	Херсонські РЕМ	ТП-473	2021

3	Херсонські РЕМ	ТП-535	2021
4	Херсонські РЕМ	ТП-914	2021
5	Херсонські РЕМ	ТП-330	2021
6	Херсонські РЕМ	ТП-834	2022
7	Херсонські РЕМ	ТП-333	2022
8	Херсонські РЕМ	ТП-583	2022
9	Херсонські РЕМ	ТП-240	2022
10	Херсонські РЕМ	ТП-412	2022
11	Херсонські РЕМ	ТП-532	2023
12	Херсонські РЕМ	ТП-57	2023
13	Херсонські РЕМ	ТП-238	2023
14	Херсонські РЕМ	ТП-394	2023
15	Херсонські РЕМ	ТП-318	2023
16	Херсонські РЕМ	ТП-609	2024
17	Херсонські РЕМ	ТП-585	2024
18	Херсонські РЕМ	ТП-13	2024
19	Херсонські РЕМ	ТП-762	2024
20	Херсонські РЕМ	ТП-836	2024
21	Херсонські РЕМ	ТП-44	2025
22	Херсонські РЕМ	ТП-838	2025
23	Херсонські РЕМ	ТП-827	2025
24	Херсонські РЕМ	ТП-199	2025
25	Херсонські РЕМ	ТП-33 Білозерка	2025
26	Новокаховські РЕМ	ТП-79	2021
27	Новокаховські РЕМ	ТП-82	2021
28	Новокаховські РЕМ	ТП-56	2021
29	Новокаховські РЕМ	РП-1	2022
30	Новокаховські РЕМ	ТП-94	2022
31	Новокаховські РЕМ	ТП-95	2022
32	Новокаховські РЕМ	РП-2	2023
33	Новокаховські РЕМ	ТП-15	2023
34	Новокаховські РЕМ	ТП-11	2023
35	Новокаховські РЕМ	ТП-234	2024
36	Новокаховські РЕМ	ТП-32	2024
37	Новокаховські РЕМ	ТП-16	2024
38	Новокаховські РЕМ	ТП-31	2025
39	Новокаховські РЕМ	ТП-64	2025
40	Новокаховські РЕМ	ТП-63	2025
41	Каховські РЕМ	ТП-27	2021
42	Каховські РЕМ	ТП-232	2021
43	Каховські РЕМ	ТП-3	2022
44	Каховські РЕМ	ТП-20	2022
45	Каховські РЕМ	ТП-40	2023
46	Каховські РЕМ	ТП-22	2023

47	Каховські РЕМ	ТП-4	2024
48	Каховські РЕМ	ТП-50 Горностаївка	2024
49	Каховські РЕМ	ТП-25 Горностаївка	2025
50	Каховські РЕМ	ТП-9 Горностаївка	2025
51	Великолепетиські РЕМ	ТП-90	2021
52	Великолепетиські РЕМ	ТП-71	2022
53	Великолепетиські РЕМ	ТП-34	2023
54	Великолепетиські РЕМ	ТП-121Рогачик	2024
55	Великолепетиські РЕМ	ТП-22 Рогачик	2025
56	Високопільські РЕМ	ТП-166 Олександрівка	2021
57	Високопільські РЕМ	ТП-9 Воронцовка	2021
58	Високопільські РЕМ	ТП-101	2021
59	Високопільські РЕМ	ТП-16 Олександрівка	2022
60	Високопільські РЕМ	ТП-341Воронцовка	2022
61	Високопільські РЕМ	ТП-99	2022
62	Високопільські РЕМ	ТП-17 Олександрівка	2023
63	Високопільські РЕМ	ТП-15 Воронцовка	2023
64	Високопільські РЕМ	ТП-94	2023
65	Високопільські РЕМ	ТП-61Олександрівка	2024
66	Високопільські РЕМ	ТП-209 Воронцовка	2024
67	Високопільські РЕМ	ТП-91	2024
68	Високопільські РЕМ	ТП-366 Олександрівка	2025
69	Високопільські РЕМ	ТП-284 Воронцовка	2025
70	Високопільські РЕМ	ТП-106	2025
71	Генічеські РЕМ	ТП-057	2021
72	Генічеські РЕМ	РП-5	2021
73	Генічеські РЕМ	ТП-055	2022
74	Генічеські РЕМ	ТП-040	2022
75	Генічеські РЕМ	ТП-091	2023
76	Генічеські РЕМ	ТП-050	2023
77	Генічеські РЕМ	ТП-047	2024
78	Генічеські РЕМ	ТП-053	2024
79	Генічеські РЕМ	РП-1	2025
80	Генічеські РЕМ	РП-3	2025
81	Голопристанські РЕМ	ТП-220	2021
82	Голопристанські РЕМ	ТП-1028	2021
83	Голопристанські РЕМ	ТП-149	2022
84	Голопристанські РЕМ	ТП-993	2022
85	Голопристанські РЕМ	ТП-941	2023
86	Голопристанські РЕМ	ТП-1154	2023
87	Голопристанські РЕМ	ТП-514	2024
88	Голопристанські РЕМ	ТП-14	2024
89	Голопристанські РЕМ	ТП-12 1Т	2025
90	Голопристанські РЕМ	ТП-310	2025

91	Іванівські РЕМ	ТП-73	2021
92	Іванівські РЕМ	ТП-41	2021
93	Іванівські РЕМ	ТП-248 Н.Сірогози	2022
94	Іванівські РЕМ	ТП-3 Н.Сірогози	2022
95	Іванівські РЕМ	ТП-333	2023
96	Іванівські РЕМ	ТП-86	2023
97	Іванівські РЕМ	ТП-272 Н.Сірогози	2024
98	Іванівські РЕМ	ТП-1 Н.Сірогози	2024
99	Іванівські РЕМ	ТП-87	2025
100	Іванівські РЕМ	ТП-101	2025
101	Новотроїцькі РЕМ	ТП-256	2021
102	Новотроїцькі РЕМ	ТП-209	2022
103	Новотроїцькі РЕМ	ТП-213	2023
104	Новотроїцькі РЕМ	ТП-322	2024
105	Новотроїцькі РЕМ	ТП-211	2025
106	Скадовські РЕМ	ТП-677	2021
107	Скадовські РЕМ	ТП-672	2022
108	Скадовські РЕМ	ТП-18	2023
109	Скадовські РЕМ	ТП-704	2024
110	Скадовські РЕМ	ТП-156	2025
111	Олешківські РЕМ	ТП-806	2021
112	Олешківські РЕМ	ТП-807	2021
113	Олешківські РЕМ	ТП-810	2022
114	Олешківські РЕМ	РП-837	2022
115	Олешківські РЕМ	ТП-825	2023
116	Олешківські РЕМ	ТП-463	2023
117	Олешківські РЕМ	ТП-756	2024
118	Олешківські РЕМ	ТП-757	2024
119	Олешківські РЕМ	ТП-523	2025
120	Олешківські РЕМ	ТП-10	2025
121	Чаплинські РЕМ	ТП-115 Каланчак	2021
122	Чаплинські РЕМ	ТП-123	2021
123	Чаплинські РЕМ	ТП-68 Каланчак	2022
124	Чаплинські РЕМ	ТП-151	2022
125	Чаплинські РЕМ	ТП-156 Каланчак	2023
126	Чаплинські РЕМ	ТП-31	2023
127	Чаплинські РЕМ	ТП-357 Каланчак	2024
128	Чаплинські РЕМ	ТП-407	2024
129	Чаплинські РЕМ	ТП-460	2025
130	Чаплинські РЕМ	ТП-90 Каланчак	2025

Таблиця 11.8.

Графік вимірювання параметрів якості електричної енергії в точці приєднання споживачів середньої напруги на 2020-2024рр.

№ з/п	Назва підрозділу	Найменування ПС 35/10(6) кВ (РП-10(6) кВ)	Найменування лінії (комірки)	Найменування ТП	Рік вимірювання
1	Новокаховські РЕМ	ПС Порт	41	ТП-211 А	2020
2	Новокаховські РЕМ	ПС Порт	411	ТП-164 А	2020
3	Олешківські РЕМ	ПС Костогризово	1994	ТП-470 А	2020
4	Скадовські РЕМ	ПС Молодіжна	1745	ТП-492 А ТП-537 А ТП-538 А ТП-583 А ТП-644 А ТП-489 А	2020
5	Чаплинські РЕМ	ПС Мирна	8542	ТП-194 А Каланчак	2020
6	Чаплинські РЕМ	ПС Мирна	8543	ТП-196 А Каланчак	2020
7	Чаплинські РЕМ	ПС Мирна	8547	ТП-478 А Каланчак	2020
8	Херсонські РЕМ	ПС МИС	4012	ТП-786 А	2020
9	Херсонські РЕМ	ПС МИС	4001	ТП-1073 А	2020
10	Херсонські РЕМ	ПС МИС	4005	ТП-640 А 2Т ТП-657 А 1Т ТП-664 А 1Т ТП-642 А 1Т ТП-658 А 2Т	2020
11	Херсонські РЕМ	ПС МИС	4006	ТП-1050 А	2020
12	Херсонські РЕМ	ПС МИС	4018	ТП-640 А 1Т ТП-657 А 2Т ТП-664 А 2Т ТП-642 А 2Т ТП-658 А 1Т ТП-646 А	2020
13	Херсонські РЕМ	ПС Східна	604	ТП-8 А 1Т	2020
14	Херсонські РЕМ	ПС Східна	607	ТОВ-Монобуд	2020
15	Херсонські РЕМ	ПС Східна	605	ТП-8 А 2Т	2020
16	Херсонські РЕМ	ПС Північна	2407	ТП-940 А ТП-ЮЗ А 1Т	2020
17	Херсонські РЕМ	ПС Північна	2423	ТП-ЮЗ А 2Т	2020
18	Херсонські РЕМ	ПС Північна	2401	ТП-Тягова №18 А 1Т	2020

19	Херсонські РЕМ	ПС Північна	2421	ТП-Тягова №18 А 2Т	2020
20	Херсонські РЕМ	ПС Сухарна	3302	ТП-Котельня Шуменська А 1Т	2020
21	Херсонські РЕМ	ПС Сухарна	3312	ТП-Тягова №9 А 1Т	2020
22	Херсонські РЕМ	ПС Сухарна	3314	ТП-Тягова №9 А 2Т	2020
23	Херсонські РЕМ	ПС Сухарна	3324	ТП-Котельня Шуменська А 2Т	2020
24	Херсонські РЕМ	ПС ТОК	4205	ТП-2 Лита А РП-ТОК	2020
25	Херсонські РЕМ	ПС ТОК	4206	ТП-873 А ТП-874 А ТП-875 А ТП-877 А	2020
26	Херсонські РЕМ	ПС Бетонверфь	3208	ТП-139 А	2020
27	Херсонські РЕМ	ПС Бетонверфь	3210	ТП-5 А ТП-6 А ТП-7А ТП-980 А ТП-СТ Корабел-2 А ТП-СТ Садовод-1 А	2020
28	Херсонські РЕМ	ПС Бетонверфь	3220	ТП-Марин-груп А	2020
29	Херсонські РЕМ	ПС Бетонверфь	3205	ЦТП-80 А	2020
30	Херсонські РЕМ	ПС Бетонверфь	3207	ТП-886 А	2020
31	Херсонські РЕМ	ПС Бетонверфь	3209	ТП-139 А	2020
32	Херсонські РЕМ	ПС Бетонверфь	3211	ТП-741 А ТП-92 А	2020
33	Херсонські РЕМ	ПС Бетонверфь	3213	ТП-775 А	2020
34	Херсонські РЕМ	ПС Бетонверфь	3215	ТП-985 А	2020
35	Херсонські РЕМ	ПС Бетонверфь	3223	ТП-6 А	2020

36	Херсонські РЕМ	ПС Дзержинська	2817	ЦРП-Ел.маш А	2020
37	Херсонські РЕМ	ПС Дзержинська	2819	ТП-Тяговая №8 А	2020
38	Херсонські РЕМ	ПС Дзержинська	2820	РП-33 А	2020
39	Херсонські РЕМ	ПС Дзержинська	2806	ТП-Тяговая №7 А	2020
40	Херсонські РЕМ	ПС Дзержинська	2829	РП-33 А	2020
41	Херсонські РЕМ	ПС Дзержинська	2830	РП-31 А	2020
42	Херсонські РЕМ	ПС Дзержинська	2824	ТП-60 А ТП-61 А	2020
43	Херсонські РЕМ	ПС Дніпровська	2922	ТП-82 А	2020
44	Херсонські РЕМ	ПС Дніпровська	2929	ТП-159 А	2020
45	Херсонські РЕМ	ПС Дніпровська	2930	ТП-332 А ТП-90 А	2020
46	Генічеські РЕМ	ПС Генгорка	687	ТП-705 А	2021
47	Генічеські РЕМ	ПС Генгорка	681	ТП-704 А	2021
48	Генічеські РЕМ	ПС Генгорка	682	ТП-707 А ТП-712 А ТП-866 А ТП-709 А	2021
49	Генічеські РЕМ	ПС Генічеська	649	ТП-0100 А ТП-0101 А ТП-061 А ТП-062 А ТП-065 А	2021
50	Генічеські РЕМ	ПС Генічеська	6410	ТП-068 А ТП-071 А ТП-073 А ТП-080 А ТП-066 А ТП-095 А ТП-873 А ТП-875 А ТП-882 А	2021
51	Херсонські РЕМ	ПС Дар'ївка	552	ТП-390(ЮЗ) Білозерка 1Т	2021
52	Херсонські РЕМ	ПС Дар'ївка	554	ТП-392(ЮЗ) Білозерка	2021

53	Херсонські РЕМ	ПС Дар'ївка	5510	-	2021
54	Херсонські РЕМ	ПС Дар'ївка	5511	ТП-391(ЮЗ) Білозерна 2Т	2021
55	Херсонські РЕМ	ПС Дар'ївка	5512	ТП-391(ЮЗ) Білозерна 1Т	2021
56	Херсонські РЕМ	ПС Дар'ївка	557	ТП-390(ЮЗ) Білозерка2Т	2021
57	Херсонські РЕМ	ПС Дар'ївка	558	ТП-ЮЗ Біло-зерка	2021
58	Херсонські РЕМ	ПС Дар'ївка	559	ТП-393(ЮЗ) Білозерка	2021
59	Херсонські РЕМ	ПС Антонівка	3404	ТП-361 А ТП-362 А ТП-363 А ТП-387 А	2021
60	Херсонські РЕМ	ПС Антонівка	3409	ТП-В/Ч	2021
61	Херсонські РЕМ	ПС Антонівка	3401	ТП-53 А	2021
62	Новокаховські РЕМ	РП-Винзавод	Ком. 5	-	2021
63	Новокаховські РЕМ	РП-Винзавод	Ком. 11	-	2021
64	Херсонські РЕМ	РП-Блюхера	Ком. 17	-	2021
65	Херсонські РЕМ	РП-Блюхера	Ком. 1	-	2021
66	Херсонські РЕМ	РП-ВНС-4	Ком. 2	-	2021
67	Херсонські РЕМ	РП-ВНС-4	Ком. 10	-	2021
68	Херсонські РЕМ	РП-Сенявіна	Ком. 14	-	2021
69	Херсонські РЕМ	РП-Сенявіна	Ком. 12	-	2021
70	Херсонські РЕМ	РП-Шуменський	Ком. 10	-	2021
71	Херсонські РЕМ	РП-Ліку-вальний	Ком. 15	-	2021
72	Херсонські РЕМ	РП-ЕКО	Ком. 6	-	2021
73	Херсонські РЕМ	РП-ЕКО	Ком. 7	-	2021
74	Херсонські РЕМ	РП-ЕКО	Ком. 13	-	2021
75	Херсонські РЕМ	РП-ЕКО	Ком. 18	-	2021
76	Херсонські РЕМ	РП-ТОК	Ком. 9	-	2021
77	Херсонські РЕМ	РП-ТОК	Ком. 12	-	2021
78	Херсонські РЕМ	РП-Дорофеє-ва	Ком. 6	-	2021
79	Херсонські РЕМ	РП-Мікрон	Ком. 10	-	2021
80	Херсонські РЕМ	РП-Мікрон	Ком. 8	-	2021
81	Херсонські РЕМ	РП-Підпільний	Ком. 11	-	2021
82	Херсонські РЕМ	РП-Підпільний	Ком. 15	-	2021

83	Херсонські РЕМ	РП-Миколаї-вське	Ком. 6	-	2021
84	Херсонські РЕМ	ПС Чорнобаї-вська	541	ТП-801 А Білозерна ТП-802 А Білозерка	2021
85	Херсонські РЕМ	ПС Торгова	Ком. 14	-	2021
86	Херсонські РЕМ	ПС Г.Велетень	778	ТП-128 А Білозерка	2021
87	Херсонські РЕМ	ПС Бетонверфь	3212	-	2021
88	Херсонські РЕМ	ПС Бетонверфь	3214	-	2021
89	Херсонські РЕМ	ПС Бетонверфь	3216	-	2021
90	Херсонські РЕМ	ПС Білозе-рська	501	-	2021
91	Херсонські РЕМ			ТП-694 А	2022
92	Херсонські РЕМ			ТП-878 А	2022
93	Херсонські РЕМ			ТП-312 А	2022
94	Херсонські РЕМ			ТП-225 А	2022
95	Херсонські РЕМ			ТП-226 А	2022
96	Херсонські РЕМ			ТП-245 А	2022
97	Херсонські РЕМ			ТП-255 А	2022
98	Херсонські РЕМ			ТП-379 А	2022
99	Херсонські РЕМ			ТП-368 А	2022
100	Херсонські РЕМ			ТП-271 А	2022
101	Херсонські РЕМ			ТП-397 А	2022
102	Херсонські РЕМ			ТП-666 А	2023
103	Херсонські РЕМ			ТП-665 А	2023
104	Херсонські РЕМ			ТП-670 А	2023
105	Херсонські РЕМ			ТП-677 А	2023
106	Херсонські РЕМ			ТП-687 А	2023
107	Херсонські РЕМ			ТП-267 А	2023
108	Херсонські РЕМ			ТП-758 А	2023
109	Херсонські РЕМ			ТП-431 А	2023
110	Херсонські РЕМ			ТП-777 А	2023
111	Херсонські РЕМ			ТП-538 А	2023
112	Херсонські РЕМ			ТП-539 А	2023
113	Херсонські РЕМ			ТП-628 А	2024
114	Херсонські РЕМ			ТП-622 А	2024
115	Херсонські РЕМ			ТП-195 А	2024
116	Херсонські РЕМ			ТП-991 А	2024

117	Херсонські РЕМ			ТП-620 А	2024
118	Херсонські РЕМ			ТП-171 А	2024
119	Херсонські РЕМ			ТП-455 А	2024
120	Херсонські РЕМ			ТП-596 А	2024
121	Херсонські РЕМ			ТП-623 А	2024
122	Херсонські РЕМ			ТП-618 А	2024
123	Херсонські РЕМ			ТП-470 А	2024
124	Новокаховські РЕМ			ТП-303 А	2022
125	Новокаховські РЕМ			ТП-166 А	2022
126	Новокаховські РЕМ			ТП-177 А	2022
127	Новокаховські РЕМ			ТП-178 А	2022
128	Новокаховські РЕМ			ТП-217 А	2023
129	Новокаховські РЕМ			ТП-444 А	2023
130	Новокаховські РЕМ			ТП-461 А	2023
131	Новокаховські РЕМ			ТП-469 А	2024
132	Новокаховські РЕМ			ТП-462 А	2024
133	Новокаховські РЕМ			ТП-457 А	2024
134	Новокаховські РЕМ			ТП-179 А	2024
135	Каховські РЕМ			ТП-599 А	2022
136	Каховські РЕМ			ТП-108 А	2022
137	Каховські РЕМ			ТП-539 А	2022
138	Каховські РЕМ			ТП-315 А Горностаївка	2022
139	Каховські РЕМ			ТП-309 А Горностаївка	2022
140	Каховські РЕМ			ТП-607 А	2023
141	Каховські РЕМ			ТП-26 А	2023
142	Каховські РЕМ			ТП-479 А	2023
143	Каховські РЕМ			ТП-500 А	2023
144	Каховські РЕМ			ТП-44 А Горностаївка	2023
145	Каховські РЕМ			ТП-630 А	2024

146	Каховські РЕМ			ТП-13 А Горностаївка	2024
147	Каховські РЕМ			ТП-481 А	2024
148	Каховські РЕМ			ТП-47 А Горностаївка	2024
149	Каховські РЕМ			ТП-621 А	2024
150	Великолепетиські РЕМ			ТП-118 А	2022
151	Великолепетиські РЕМ			ТП-8 А	2023
152	Великолепетиські РЕМ			ТП-51 А	2024
153	Високопільські РЕМ			ТП-3 А Олександрівка	2022
154	Високопільські РЕМ			ТП-107 А	2022
155	Високопільські РЕМ			ТП-234 А Олександрівка	2023
156	Високопільські РЕМ			ТП-6 А Воронцовка	2023
157	Високопільські РЕМ			ТП-261 А Воронцовка	2024
158	Високопільські РЕМ			ТП-12 А Воронцовка	2024
159	Генічеські РЕМ			ТП-781 А	2022
160	Генічеські РЕМ			ТП-756 А	2022
161	Генічеські РЕМ			ТП-721 А	2022
162	Генічеські РЕМ			ТП-765 А	2022
163	Генічеські РЕМ			ТП-705 А	2022
164	Генічеські РЕМ			ТП-788 А	2023
165	Генічеські РЕМ			ТП-919 А	2023
166	Генічеські РЕМ			ТП-759 А	2023
167	Генічеські РЕМ			ТП-756 А	2023
168	Генічеські РЕМ			ТП-811 А	2023
169	Генічеські РЕМ			ТП-777 А	2024
170	Генічеські РЕМ			ТП-724 А	2024
171	Генічеські РЕМ			ТП-825 А	2024
172	Генічеські РЕМ			ТП-702 А	2024
173	Голопристанські РЕМ			ТП-19 А	2022
174	Голопристанські РЕМ			ТП-690 А	2022
175	Голопристанські РЕМ			ТП-22 А	2022

176	Голопристанські РЕМ			ТП-12 2Т А	2022
177	Голопристанські РЕМ			ТП-405 А	2022
178	Голопристанські РЕМ			ТП-715 А	2023
179	Голопристанські РЕМ			ТП-994 А	2023
180	Голопристанські РЕМ			ТП-1247 А	2023
181	Голопристанські РЕМ			ТП-1008 А	2023
182	Голопристанські РЕМ			ТП-135 А	2023
183	Голопристанські РЕМ			ТП-1285 А	2024
184	Голопристанські РЕМ			ТП-1165 А	2024
185	Голопристанські РЕМ			ТП-697 А	2024
186	Голопристанські РЕМ			ТП-15 А	2024
187	Голопристанські РЕМ			ТП-1025 А	2024
188	Іванівські РЕМ			ТП-92 А	2022
189	Іванівські РЕМ			ТП-295 А Н.Сірогози	2023
190	Іванівські РЕМ			ТП-312 А	2024
191	Новотроїцькі РЕМ			ТП-5 А	2022
192	Новотроїцькі РЕМ			ТП-14 А	2022
193	Новотроїцькі РЕМ			ТП-309 А	2023
194	Новотроїцькі РЕМ			ТП-109 А	2023
195	Новотроїцькі РЕМ			ТП-107 А	2024
196	Новотроїцькі РЕМ			ТП-128 А	2024
197	Скадовські РЕМ			ТП-56 А	2022
198	Скадовські РЕМ			ТП-278 А	2022
199	Скадовські РЕМ			ТП-130 А	2022
200	Скадовські РЕМ			ТП-576 А	2023

201	Скадовські РЕМ			ТП-174 А	2023
202	Скадовські РЕМ			ТП-543 А	2023
203	Скадовські РЕМ			ТП-814 А	2024
204	Скадовські РЕМ			ТП-469 А	2024
205	Скадовські РЕМ			ТП-721 А	2024
206	Олешківські РЕМ			ТП-832 А	2022
207	Олешківські РЕМ			ТП-699 А	2022
208	Олешківські РЕМ			ТП-927 А	2022
209	Олешківські РЕМ			ТП-919 А	2022
210	Олешківські РЕМ			ТП-912 А	2023
211	Олешківські РЕМ			ТП-916 А	2023
212	Олешківські РЕМ			ТП-914 А	2023
213	Олешківські РЕМ			ТП-920 А	2023
214	Олешківські РЕМ			ТП-898 А	2024
215	Олешківські РЕМ			ТП-892 А	2024
216	Олешківські РЕМ			ТП-340 А	2024
217	Олешківські РЕМ			ТП-921 А	2024
218	Чаплинські РЕМ			ТП-232 А	2022
219	Чаплинські РЕМ			ТП-52 А	2022
220	Чаплинські РЕМ			ТП-235 А	2023
221	Чаплинські РЕМ			ТП-170 Калан-чак А	2023
222	Чаплинські РЕМ			ТП-603 А	2023
223	Чаплинські РЕМ			ТП-84 Калан-чак А	2024
224	Чаплинські РЕМ			ТП-227 А	2024
225	Чаплинські РЕМ			ТП-270 А	2024

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

На період до 2024 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 „Програми розвитку 2020-2024 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 данних 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 застосувані 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 пропускної спроможності 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 зменшить 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 компенсацій 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
	P, кВт мінімальне	P, 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 Иванівка 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 Новокаірська 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 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 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	-250від 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.Григорьєвська 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 Херсонского региона					
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 Каховского региона					
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	550	-1690 від шин	0,91

		генерація		генерація	
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 виміряних експлуатаційних вихідних данних

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.

Тахож слід відмітити, що по кожному об’єкту буде розроблено ПКД, яке в свою чергу буде містить 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 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 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 Білозьорка 1Т	980	1743	490	871	0,89
ПС Чорнобаївка 1Т	1870	2214	1096	1478	0,87
ПС Дар'ївка 1Т	790	2190	490	1310	0,86
ПС Генічеська 1Т	1530	5160	460	1550	0,95
ПС Щасливцево 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 живлячи лінії на трансформатори та фінансовими вкладеннями у УКРП.

Як випливає 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 х Іном 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 обратись 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 даний “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 2х1000кВАр.

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

Характеристики	Значення		
	УКРП 6кВ	**УКРП 10кВ**	**УКРП 35кВ**
Потужність, кВАр	2000		
Конфігурація, кВАр	2х1000		
Орган керування	Мікропроцесорный 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 зменшить 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 зблоковано 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 максимальної 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 ґрунту 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 усередненного cosφ с 0,869 до ≈ 0,973 розраховується по формулі:

ΔЗп= (Рвт..кз. х Р²навант)/S²ном тр х К2 х Тисп макс х Ст е/е

де:

Рпк.з– втрати к.з. тр-ра 4 000кВА – 32кВт (за довіднком);

Рнавант.– усереднене діюче навантаження тр-ра – 2 250кВт;

Sном– номінальна потужність тр-ра – 4 000кВА;

cosφ1 – коефіцієнт потужності до компенсації – 0,869;

cosφ2 – коефіцієнт потужності після компенсації – ≈ 0,973;

Ст э/э – вартість електроенергії для ОСР (оператора розподілу) – 1,62 грн. з ПДВ /кВт-г

Т.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

К2 – коефіцієнт, пропорційний різниці cosφ1 и cosφ 2– 0,104

ΔЗп= (32 х 2 250²)/4 000²х 0,104х 8760 х 1,62 = 13 583 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 потуж-ність тр-рів Sном, кВА	Усереднений cosφ до компенсації	cosφ після комп.	Усереднене діюче наванта-женнія тр-рів Рнав, кВт	Твик макс , годин в рік	Зниження витрат на активную 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 З.Порт 1Т	10 000	0,82	0,98	1430	8500	2 703
ПС З.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 ціх 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 збільшені усередненого cosφ з 0,869 до ≈ 0,973 розраховується по формулі:

ΔЗп= Р²навант. х R²лін /U² лін х К2 х Тисп макс х Ст е/е,

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

Δзп = 2 250² х 0,16²/ 35,2² х 0,104 х 8 040 х 1,62 = 140 323грн / рік

Для режиму від ПЛ-35кВ «ХНПЗ»:

Δзп = 2 250² х 0,0,05²/ 35,2² х 0,104 х 720 х 1,62 = 1 227грн / 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 х 1,15 = 162 782 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 Rлін, кОм	Усереднений cosφ до компенсації	cosφ після комп.	Усереднене діюче навантаження тр-рів Рнав, кВт	Твик макс , годин в рік	Зниження витрат на активную 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 З.Порт 1Т	0,158	0,82	0,98	1430	8500	104 389

ПС З.Порт 2Т	0,055	0,85	0,98	2367	8500	28 159
ПС Білозьорка 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 СО=В/Е [років]: де В=вартість впровадження УКРП (вартість встановлення на ПС згідно Таблиці 13.6), Е=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 влючення 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 активную енергію грн/рік	Строк окупності УКРП, років	Рік впровадження
ПС Чорнобаєвка 1Т	750	842 470	174 954	5	2019
ПС Каховка 1Т	1500	1 514 000	53 804	28	2020
ПС Скадовська 1Т	800	2 031 000	130 641	12	2020
ПС Скадовська 2Т	800		35 520		
ПС Молодіжна 2Т	650	740 000	53 659	14	2022
ПС Білозьорка 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 З.Порт 1Т	500	1 201 000	107 092	8	2025
ПС З.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 живлячих ліній та також малий «коефіцієнт, пропорційної різниці cosφ1 и cosφ 2» не можуть бути включені до «Плану перспективного розвитку АТ "Херсонобленерго"», так як мають занадто великі строки окупності.

Як випливає 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
Номінальна напруга (Uном), кВ	11
Номінальна потужність при (Uном), 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 30хІном)
Захист конденсаторів	Спеціалізовані запобіжники, розроблені для захисту конденсаторів із номінальною напругою 24кВ та сігналізацією спрацювання запобіжника (для кожного конденсатора)

Захист від перенапруг при коммутації 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 (3од.)
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 єнебезпечною 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 х 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, котролю робочих параметрів та сігналізації	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 увводного вимикача	– 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	- 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 вводної 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 φ (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-регулатора 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 cosφ 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 220VAC. 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 регулятору;
- Кіл напруги 0…100В від трансформаторів напруги кожної секції кожної ПС до регулятору;
- Кіл сигналів стану вимикача з захисних комірок до регуляторів УКРП (при підключенні через захисний вимикач);
- Кіл живлення власних потреб 220VAC 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 виготовлятись 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 мінімально. 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 І 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 ±5...10%). Це дозволить розвантажити силове 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 якість/ціна/відповідність умовам роботи обладнання.

14. Плани улаштування “інтелектуального” обліку електричної енергії

Станом на 01.01.2020р. у побутових споживачів встановлено 1339 лічильники з класом точності 2,5.

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 біллінгових 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 несанкційованого впливу на виміри і обробку даних (має бути передбачене конструкцією обладнання та алгоритми функціювання

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;
- ЛЕП — група споживачів (будинків);
- ТП- група ЛЕП (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 несанкційованих 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).

649

14.2. Вимоги до лічильників та елементів системи АСКОЕ

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

- Клас точності не гірше - “2,0”;
- Міжперевірочний 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 см^2 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.

14.2.4. 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'язоком (ZigBee чи іншого типу), GSM (GPRS, 3G, 4G) зв’язком.

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

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

14.2.7. Лічильники системи повиннні 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.

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

14.2.9. 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.

14.2.10. 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.

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

14.2.12. 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.

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

14.2.14 Повинні мати можливість зовнішньої синхронізації ходу внутрішнього таймера.

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

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

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

14.2.18 Маршрутизатори системи повинні мати захист від імульсних перенапруг (грозозахист).

14.2.19 Маршрутизатори системи повинні мати можливість працювати як з карткками CSD так і GPRS зв’язку.

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

14.3 Основні напрямки та етапи розвитку системи АСКОЕ споживачів

На період до 2024 року для розвитку АСКОЕ споживачів АТ «Херсонобленерго» визначаються наступні напрямки та етапи розвитку:

14.3.1.Поетапне вилучення обладнання працюючої системи SMART IMS ver.3 у м. Херсон з переводом точок обліку на сучасні версії даної системи АСКОЕ чи на АСКОЕ інших виробників. Реалізація напрямку планується на протязі 2019-2024 років.

14.3.2.Розвиток наявної системи SMART IMS ver. 5 та ver. 6 у м. Херсон з застосуванням сучасного обладнання даної системи обліку у ver.7 чи організація нових систем на обладнанні інших виробників. Реалізація напрямку планується на протязі 2019-2024 років в декілька етапів:

- в 2019-2021рр. охоплення системою всіх багатоквартирних будинків спальних мікрорайонів і центру міста Херсон. (2019-2021 роки)

- в 2020р. м. Н.Каховка та м. Каховка;
- в 2021р. м. Олешки та м. Гола Пристань;
- в 2022р. м. Скадовськ та смт. Високопілля;
  в 2023р. м. Генічеськ та смт. Н.Троїцьк;
  в 2024р. м. В.Лепетиха, смт. Іванівка, смт. Чаплинка, смт. Каланчак.

Формування системи прогнозування добового споживання на базі локальних систем АСКОЕ споживачів на ТП з характерним навантаженням у базових підрозділах компанії. Реалізація напрямку планується на протязі 2019-2021 років.

Побудова та розвиток систем АСКОЕ споживачів у структурних підрозділах товариства з організацією локальних серверів АСКОЕ районного рівня. Реалізація напрямку планується на протязі 2020-2024 років в декілька етапів:

- Перший - охоплення системою всіх багатоквартирних будинків у містах та районних центрах Херсонської області. (2019-2020 роки)
- Другий - охоплення системою всіх споживачів міст, сіл та селищ всіх районів області. (2021-2024 роки)

Таблиця 14.1.

Заходи з встановлення лічильників для 100 % охоплення балансу фідерів/ТП

РЕМ	Фідер	№ ТП	2020		2021		2022		2023		2024	
			ТО побут	ТО Юр	ТО побут	ТО Юр	ТО побут	ТО Юр	ТО побут	ТО Юр	ТО побут	ТО Юр
Геніческі	711	КТП-89									50	0
Геніческі	692	КТП-714									51	12
Геніческі	714	ЗТП-607 А									56	1
Геніческі	684	КТП-770									56	3
Геніческі	ФК-12	КТП-222 А									57	0
Геніческі	691	КТП-839									58	3
Геніческі	691	КТП-599									59	1
Геніческі	722	КТП-865									60	2
Геніческі	674	КТП-561									61	1
Геніческі	692	КТП-734									71	1
Геніческі	6411	КТП-017									77	13
Геніческі	722	КТП-740							80	4		
Геніческі	684	КТП-917							80	6		
Геніческі	6411	РП-3 1Т							87	4		
Геніческі	702	КТП-856							90	3		
Геніческі	643	ЗТП-011									93	12
Геніческі	693	КТП-753							98	1		
Геніческі	643	ЗТП-01									98	29
Геніческі	718	ЗТП-116 А					100	2				
Геніческі	693	КТП-750									101	15
Геніческі	691	КТП-763									102	7
Геніческі	647	ЗТП-03									109	13
Геніческі	6411	КТП-085							113	4		
Геніческі	714	КТП-164							115	1		
Геніческі	642	КТП-034							117	2		
Геніческі	6411	КТП-023							119	4		
Геніческі	6411	КТП-0102							120	5		
Геніческі	6411	ЗТП-052 2Т							120	10		
Геніческі	643	ЗТП-046 А 2Т							122	7		
Геніческі	641	КТП-025							126	10		
Геніческі	642	ЗТП-053							128	12		
Геніческі	645	ЗТП-091							138	2		
Геніческі	643	РП-1							141	2		
Геніческі	641	КТП-055							141	7		
Геніческі	691	КТП-731							142	12		
Геніческі	722	КТП-742							150	4		
Геніческі	647	КТП-054							150	6		
Геніческі	647	КТП-021							154	0		
Геніческі	717	ЗТП-631 А							157	2		
Геніческі	643	ЗТП-04									158	27
Геніческі	645	КТП-092							160	6		
Геніческі	647	КТП-021а							167	1		
Геніческі	714	КТП-102							169	3		
Геніческі	642	КТП-043а							175	1		
Геніческі	6411	ЗТП-050 1Т							176	5		
Геніческі	722	КТП-739							180	15		
Геніческі	6411	КТП-06					184	1				
Геніческі	693	КТП-752					186	11				
Геніческі	722	КТП-733					186	14				
Геніческі	642	КТП-024					188	1				
Геніческі	647	ЗТП-042					188	4				
Геніческі	717	ЗТП-617					190	5				
Геніческі	642	КТП-094					193	3				
Геніческі	641	КТП-090					196	4				
Геніческі	647	КТПГС-02									203	52

Геніческі	641	КТП-014					204	6				
Геніческі	6411	ЗТП-076 2Т			221	0						
Геніческі	645	ЗТП-069 1Т			228	1						
Геніческі	6411	ЗТП-076 1Т			229	1						
Геніческі	647	КТП-044					230	3				
Геніческі	641	КТП-013			231	3						
Геніческі	642	КТП-043			274	1						
Геніческі	645	КТП-048			276	3						
Геніческі	715	ЗТП-669			282	3						
Геніческі	6411	ЗТП-077 А			291	4						
Геніческі	641	КТП-016			310	2						
Геніческі	6411	ЗТП-052 1Т			325	2						
Геніческі	647	ЗТП-041					342	14				
Геніческі	647	КТП-033					366	33				
Геніческі	641	ЗТП-040	397	31								
Геніческі	645	ЗТП-069 2Т	399	4								
Каховські	122	ЗТП-318					53	0				
Каховські	87	ЗТП-2 1Т									56	7
Каховські	810	КТП-301									58	5
Каховські	821	ЗТП-26 А									59	3
Каховські	274	ЗТП-309 А Горностае									59	4
Каховські	836	ЗТП-579 1Т									60	2
Каховські	84	ЗТП-10									61	13
Каховські	93	ЗТП-302 1Т									62	5
Каховські	284	КТП-285 Горностаевк									63	2
Каховські	141	КТП-222									67	15
Каховські	94	ЗТП-46 1Т									69	2
Каховські	87	ЗТП-2 2Т									69	7
Каховські	294	КТП-136 Горностаевк									71	3
Каховські	853	ЗТП-621 А									72	2
Каховські	253	КТП-333									72	3
Каховські	153	ЗТП-365 А									77	3
Каховські	89	ЗТП-27 1Т									78	24
Каховські	272	КТП-281 Горностаевк							83	1		
Каховські	132	КТП-478									86	9
Каховські	122	ЗТП-322					87	0				
Каховські	272	КТП-85 Горностаевка					94	0				
Каховські	818	КТП-622 А					94	0				
Каховські	253	КТП-335									94	2
Каховські	124	КТП-128 А					95	0				
Каховські	274	КТП-257 Горностаевк									101	4
Каховські	84	ЗТП-550									105	12
Каховські	836	ЗТП-86 1Т									108	2
Каховські	291	КТП-134 Горностаевк									108	9
Каховські	95	ЗТП-37 2Т									110	10
Каховські	250	ЗТП-549									111	10
Каховські	87	ЗТП-6									111	13
Каховські	253	КТП-336									113	5
Каховські	821	КТП-158									117	5
Каховські	93	ЗТП-608									118	3
Каховські	253	ЗТП-64 2Т									120	5
Каховські	825	КТП-410									121	5
Каховські	122	ЗТП-539 А									121	10
Каховські	93	КТП-619					126	1				
Каховські	83	ЗТП-138 1Т									132	8
Каховські	836	ЗТП-86 2Т									134	8
Каховські	253	ЗТП-64 1Т									136	8
Каховські	85	ЗТП-8					140	2				
Каховські	821	ЗТП-24					140	3				
Каховські	93	КТП-253 А					140	5				
Каховські	96	ЗТП-43 2Т					141	5				
Каховські	272	КТП-37 Горностаевка					142	2				
Каховські	84	КТП-513					142	4				
Каховські	821	ЗТП-115							142	12		
Каховські	821	ЗТП-35					143	1				
Каховські	93	КТП-141							145	2		
Каховські	836	ЗТП-579 2Т							145	4		
Каховські	810	ЗТП-607 А							152	4		

Каховські	825	ЗТП-20							152	10		
Каховські	825	КТП-9							157	1		
Каховські	825	КТП-40							159	5		
Каховські	94	ЗТП-46 2Т							159	6		
Каховські	272	КТП-39 Горностаевка							160	24		
Каховські	840	ЗТП-566 1Т							161	4		
Каховські	95	ЗТП-390 1Т							161	10		
Каховські	274	КТП-59 Горностаевка							167	3		
Каховські	88	ЗТП-1 2Т							176	9		
Каховські	836	ЗТП-486 2Т							178	9		
Каховські	85	КТП-33					179	0				
Каховські	153	ЗТП-171 А					184	0				
Каховські	84	ЗТП-39 2Т							192	8		
Каховські	88	ЗТП-1 1Т							194	20		
Каховські	89	ЗТП-27 2Т							199	15		
Каховські	836	ЗТП-51 2Т					200	6				
Каховські	253	ЗТП-31					210	5				
Каховські	84	КТП-7					216	9				
Каховські	836	ЗТП-486 1Т					220	2				
Каховські	89	ЗТП-23							221	40		
Каховські	85	КТП-22					222	4				
Каховські	836	ЗТП-82 2Т					226	6				
Каховські	85	ЗТП-34					234	4				
Каховські	85	КТП-36					240	7				
Каховські	89	ЗТП-13							244	21		
Каховські	84	ЗТП-14			250	4						
Каховські	94	ЗТП-417 2Т			251	7						
Каховські	88	ЗТП-480 2Т			268	15						
Каховські	836	ЗТП-82 1Т			272	8						
Каховські	825	КТП-11			273	6						
Каховські	85	ЗТП-4			280	5						
Каховські	95	ЗТП-37 1Т							289	30		
Каховські	96	ЗТП-630 А	312	24								
Каховські	253	КТП-18	327	6								
Каховські	84	ЗТП-39 1Т	347	15								
Каховські	96	ЗТП-48 2Т	360	9								
Каховські	96	ЗТП-45 2Т	424	14								
Каховські	96	ЗТП-45 1Т	429	9								
Каховські	96	ЗТП-38	468	18								
Каховські	164	ЗТП-483 А 1Т	475	2								
Каховські	96	ЗТП-540 1Т	489	11								
Каховські	96	ЗТП-43 1Т	495	13								
Каховські	83	ЗТП-479			652	95						
Високопільські	1301	ЗТП-61 Олександрівк	145	16								
Високопільські	1301	ЗТП-325 Олександрів	156	2								
Високопільські	1303	ЗТП-252 Олександрів	81	0								
Високопільські	1304	КТП-328 Олександрів	55	5								
Високопільські	1306	КТП-7 Олександрівка	112	0								
Високопільські	1306	ЗТП-311 Олександрів			114	1						
Високопільські	1306	КТП-271 Олександрів			139	0						
Високопільські	1306	КТП-22 Олександрівк			205	6						
Високопільські	1306	КТП-20 Олександрівк			207	15						
Високопільські	1306	КТП-15 Олександрівк			246	2						
Високопільські	1337	КТП-255 Олександрів			70	9						
Високопільські	1352	КТП-190 Олександрів			130	1						
Високопільські	1505	ЗТП-105 А					84	0				
Високопільські	1505	КТП-103									238	2
Високопільські	1513	КТП-111									120	4
Високопільські	1522	ЗТП-180							79	2		
Високопільські	1525	КТП-222							63	1		
Високопільські	1525	КТП-220							81	6		
Високопільські	1601	КТП-308 Воронцовка							59	1		
Високопільські	1601	КТП-366 Воронцовка							65	6		
Високопільські	1601	КТП-18 Воронцовка							84	3		
Високопільські	1601	КТП-361 Воронцовка					88					
Високопільські	1601	КТП-131 Воронцовка					91					
Високопільські	1601	КТП-5 Воронцовка					126					
Високопільські	1604	КТП-262 Воронцовка					79					

Високопільські	1605	КТП-226 Воронцовка							131	4		
Високопільські	1614	КТП-275 Воронцовка					110					
Високопільські	2114	КТП-269 Воронцовка					70					
Високопільські	2114	КТП-7 Воронцовка	193	8								
Голопристанські	804	ЗТП-220 2Т	208	2								
Голопристанські	805	ЗТП-1026 1Т	158	7								
Голопристанські	806	ЗТП-690 А			158	7						
Голопристанські	831	КТП-326			81	1						
Голопристанські	831	КТП-325			82	13						
Голопристанські	832	КТП-330			123	2						
Голопристанські	844	КТП-868			114	3						
Голопристанські	846	КТП-988					65	0				
Голопристанські	846	КТП-1341							68	2		
Голопристанські	846	КТП-1300							80	2		
Голопристанські	932	КТП-806 А					52	0				
Голопристанські	932	КТП-808 А					57	0				
Голопристанські	932	КТП-760 А							73	4		
Голопристанські	963	КТП-1279							57	2		
Голопристанські	963	КТП-1280							83	2		
Голопристанські	8414	ЗТП-1212 2Т							56	2		
Скадовські	1701	ЗТП-31									80	6
Скадовські	1701	ЗТП-504 1Т					81	0				
Скадовські	1701	КТП-410									105	4
Скадовські	1701	ЗТП-503 1Т									116	7
Скадовські	1701	КТП-17									211	5
Скадовські	1702	КТП-637									168	12
Скадовські	1702	ЗТП-587 А 1Т									216	12
Скадовські	1703	ЗТП-16							52	41		
Скадовські	1703	КТП-18							109	47		
Скадовські	1703	КТП-781							191	4		
Скадовські	1703	КТП-9							248	19		
Скадовські	1703	ЗТП-231							320	18		
Скадовські	1704	ЗТП-4 2Т							117	8		
Скадовські	1704	КТП-79							157	5		
Скадовські	1704	ЗТП-12							172	52		
Скадовські	1704	КТП-10							220	10		
Скадовські	1705	КТП-630							51	4		
Скадовські	1705	КТП-86					53	0				
Скадовські	1705	КТП-796					54	0				
Скадовські	1705	КТП-793 А					83	0				
Скадовські	1705	ЗТП-88							83	13		
Скадовські	1709	КТП-757							50	2		
Скадовські	1709	КТП-297					135	0				
Скадовські	1709	ЗТП-701					162	2				
Скадовські	1709	ЗТП-673							214	7		
Скадовські	1709	ЗТП-698							305	7		
Скадовські	1709	ЗТП-540 1Т							362	17		
Скадовські	1712	КТП-137							95	9		
Скадовські	1733	КТП-48							58	16		
Скадовські	1741	КТП-221					68	0				
Скадовські	1741	КТП-251			269	3						
Скадовські	1742	КТП-806			73	1						
Скадовські	1742	КТП-265			103	45						
Скадовські	1742	КТП-264			117	4						
Скадовські	1742	КТП-266			144	5						
Скадовські	1747	КТП-321	85	1								
Скадовські	1801	КТП-213	65	7								
Скадовські	17013	ЗТП-588	53	6								
Скадовські	17013	КТП-216	135	4								
Скадовські	17013	КТП-6	159	8								
Івановські	463	КТП-347							57	2		
Івановські	КХП-3	КТП-238 А Н.Сірогози					58	0				
Івановські	462	КТП-35					66	4				
Івановські	425	ЗТП-35 А Н.Сірогози					71	23				
Івановські	454	ЗТП-19 Н.Сірогози					77	14				
Івановські	423	ЗТП-272 Н.Сірогози			81	0						
Івановські	425	КТП-34 Н.Сірогози			94	10						
Івановські	461	КТП-258					95	0				

Івановські	461	ЗТП-78			95	2						
Івановські	423	КТП-5 Н.Сірогози	98	0								
Івановські	424	ЗТП-173 Н.Сірогози	118	2								
Івановські	424	ЗТП-3 Н.Сірогози			124	12						
В.Лепетиські	324	ЗТП-64			52	25						
В.Лепетиські	324	ЗТП-71			57	6						
В.Лепетиські	328	КТП-55			60	4						
В.Лепетиські	377	КТП-154 РОГАЧИК			68	2						
В.Лепетиські	324	КТП-26			70	7						
В.Лепетиські	377	КТП-155 РОГАЧИК	76	1								
В.Лепетиські	377	КТП-77 РОГАЧИК	77	1								
В.Лепетиські	324	КТП-29	79	8								
В.Лепетиські	324	КТП-344	87	2								
В.Лепетиські	364	КТП-199 РОГАЧИК					92	4				
В.Лепетиські	322	КТП-98					124	0				
В.Лепетиські	364	ТП-203 Рогачик					10	1				
В.Лепетиські	282	ТП-150					20	2				
В.Лепетиські	325	ТП-177					33	3				
В.Лепетиські	341	ТП-228							2	1		
В.Лепетиські	341	ТП-211							25	4		
В.Лепетиські	341	ТП-227 А							0	1		
Олешківські	1915	КТП-137							53	2		
Олешківські	1981	ЗТП-756							60	1		
Олешківські	1906	ЗТП-290 А 1Т							80	2		
Олешківські	1915	КТП-136							80	4		
Олешківські	1981	ЗТП-757							110	5		
Олешківські	ПС"Целюл	ЗТП-808 1Т							110	9		
Олешківські	1982	КТП-711					113	5				
Олешківські	1962	КТП-375					118	2				
Олешківські	1982	ЗТП-463					142	5				
Олешківські	1981	ЗТП-56					151	6				
Олешківські	1982	ЗТП-14					158	13				
Олешківські	1982	ЗТП-80					165	9				
Олешківські	ПС"Целюл	ЗТП-825					189	17				
Олешківські	ПС"Целюл	ЗТП-808 2Т					192	4				
Олешківські	ПС"Целюл	ЗТП-807 1Т			206	27						
Олешківські	1906	ЗТП-399			209	3						
Олешківські	ПС"Целюл	ЗТП-806			209	11						
Олешківські	1982	ЗТП-7			250	4						
Олешківські	ПС"Целюл	ЗТП-814			278	20						
Олешківські	1964	КТП-479	291	11								
Олешківські	1901	КТП-489	293	3								
Олешківські	яч. 04	ЗТП-803 1Т			323	19						
Олешківські	1906	ЗТП-2	340	4								
Олешківські	1963	ЗТП-339	500	12								
Олешківські	яч. 04	РП-837 1Т	723	16								
Н.Троїцькі	611	КТП-179									50	3
Н.Троїцькі	611	КТП-240									53	3
Н.Троїцькі	584	КТП-315									53	6
Н.Троїцькі	614	КТП-494					58	0				
Н.Троїцькі	616	КТП-257									60	5
Н.Троїцькі	613	КТП-220									68	0
Н.Троїцькі	612	ЗТП-217									70	4
Н.Троїцькі	576	КТП-417									72	13
Н.Троїцькі	536	КТП-600					73	0				
Н.Троїцькі	581	ЗТП-708							75	1		
Н.Троїцькі	543	КТП-124							87	14		
Н.Троїцькі	532	КТП-27							88	6		
Н.Троїцькі	614	ЗТП-210							90	3		
Н.Троїцькі	551	КТП-484							94	2		
Н.Троїцькі	611	ЗТП-358					96	0				
Н.Троїцькі	611	КТП-176					101	1				
Н.Троїцькі	532	КТП-441					102	1				
Н.Троїцькі	586	КТП-318							103	2		
Н.Троїцькі	611	КТП-200							113	2		
Н.Троїцькі	612	ЗТП-211							117	31		
Н.Троїцькі	611	КТП-185							120	6		
Н.Троїцькі	614	ЗТП-67 1Т							122	4		

Н.Троїцькі	576	КТП-421							126	4		
Н.Троїцькі	586	КТП-319							134	2		
Н.Троїцькі	611	КТП-181					135	6				
Н.Троїцькі	612	КТП-295					143	0				
Н.Троїцькі	614	ЗТП-256					143	8				
Н.Троїцькі	542	КТП-111					144	5				
Н.Троїцькі	612	КТП-551					144	13				
Н.Троїцькі	542	КТП-112			152	3						
Н.Троїцькі	612	КТП-225			154	3						
Н.Троїцькі	612	ЗТП-213			155	43						
Н.Троїцькі	612	КТП-229			165	4						
Н.Троїцькі	614	КТП-442	175	10								
Н.Троїцькі	574	КТП-404	217	2								
Н.Троїцькі	612	КТП-228	280	5								
Н.Троїцькі	581	ЗТП-322	350	7								
Н.Троїцькі	614	ЗТП-209			425	27						
Н.Троїцькі	613	ЗТП-221			33	17						
Н.Троїцькі	614	КТП-275			29	0						
Н.Троїцькі	583	КТП-532 А			37	1						
НКМВКО	Ячейка-28	ЗТП-94 1Т									50	2
НКМВКО	624	ЗТП-67 2Т									50	6
НКМВКО	1005	ЗТП-372 Берислав									51	1
НКМВКО	1110	ЗТП-409 А 1Т Берисл									53	2
НКМВКО	1110	КТП-49 Берислав									57	5
НКМВКО	Ячейка-10	КТП-69									66	4
НКМВКО	48	ЗТП-110 2Т									68	4
НКМВКО	1114	КТП-54 Берислав									70	5
НКМВКО	624	ЗТП-63 1Т									72	6
НКМВКО	Ячейка-21	ЗТП-77 1Т									74	3
НКМВКО	Ячейка-10	КТП-306							77	0		
НКМВКО	-1 (Щорса	ЗТП-18							81	15		
НКМВКО	1114	КТП-143 Берислав							82	4		
НКМВКО	-1 (Щорса	ЗТП-32 2Т							86	10		
НКМВКО	48	КТП-124							87	2		
НКМВКО	47	ЗТП-278 А							90	1		
НКМВКО	47	ЗТП-402 А							90	1		
НКМВКО	1114	ЗТП-312 Берислав							90	5		
НКМВКО	624	ЗТП-71 2Т							91	2		
НКМВКО	48	ЗТП-73 2Т							95	3		
НКМВКО	1110	ЗТП-464 1Т Берислав							97	1		
НКМВКО	Ячейка-38	РП-5 2Т							107	6		
НКМВКО	Ячейка-26	ЗТП-56 1Т							108	6		
НКМВКО	Ячейка-28	ЗТП-234 1Т							109	7		
НКМВКО	48	ЗТП-222							111	7		
НКМВКО	Ячейка-10	КТП-26					114	1				
НКМВКО	1114	КТП-42 Берислав							126	4		
НКМВКО	47	ЗТП-51 2Т							126	5		
НКМВКО	Ячейка-26	ЗТП-111 2Т							129	15		
НКМВКО	47	ЗТП-51 1Т					134	1				
НКМВКО	Ячейка-28	ЗТП-95 2Т	134	9								
НКМВКО	1003	ЗТП-467 Берислав					140	1				
НКМВКО	48	ЗТП-73 1Т	142	5								
НКМВКО	1003	ЗТП-349 Берислав					144	0				
НКМВКО	Ячейка-26	ЗТП-65 1Т	144	9								
НКМВКО	Ячейка-18	ЗТП-233 1Т					144	10				
НКМВКО	Ячейка-22	ЗТП-77 2Т					147	10				
НКМВКО	1004	ЗТП-363 2Т Берислав					151	1				
НКМВКО	-1 (Щорса	ЗТП-6	153	8								
НКМВКО	1003	КТП-28 Берислав					158	1				
НКМВКО	624	РП-1	160	4								
НКМВКО	1110	КТП-87 Берислав	160	8								
НКМВКО	624	ЗТП-2					162	17				
НКМВКО	Ячейка-21	ЗТП-60 1Т					165	10				
НКМВКО	624	ЗТП-1					172	14				
НКМВКО	1114	КТП-43 Берислав					173	15				
НКМВКО	624	ЗТП-12					173	52				
НКМВКО	1114	КТП-44 Берислав	174	4								
НКМВКО	82	КТП-184	179	5								

НКМВКО	82	3ТП-183 1Т					185	27				
НКМВКО	1114	КТП-330 Берислав	186	2								
НКМВКО	1110	3ТП-464 2Т Берислав	192	4								
НКМВКО	-1 (Щорса	3ТП-14					193	14				
НКМВКО	1114	3ТП-442 Берислав	194	3								
НКМВКО	Ячейка-21	3ТП-57 1Т					194	10				
НКМВКО	624	3ТП-3					194	27				
НКМВКО	-1 (Щорса	3ТП-15	213	4								
НКМВКО	1005	3ТП-71 Берислав					215	13				
НКМВКО	1114	3ТП-8 1Т Берислав					218	9				
НКМВКО	48	3ТП-72 1Т	225	3								
НКМВКО	47	КТП-91					226	8				
НКМВКО	-1 (Щорса	3ТП-4					229	11				
НКМВКО	-1 (Щорса	3ТП-9					229	19				
НКМВКО	82	3ТП-183 2Т					232	26				
НКМВКО	Ячейка-22	3ТП-58 2Т					234	4				
НКМВКО	Ячейка-22	3ТП-76 1Т					235	11				
НКМВКО	1003	3ТП-46 Берислав					238	4				
НКМВКО	Ячейка-10	КТП-209					240	1				
НКМВКО	Ячейка-26	3ТП-54 2Т			241	11						
НКМВКО	-1 (Щорса	3ТП-10			241	12						
НКМВКО	Ячейка-28	3ТП-79 1Т			242	15						
НКМВКО	624	3ТП-71 1Т			243	12						
НКМВКО	-1 (Щорса	3ТП-5			243	13						
НКМВКО	Ячейка-26	РП-2 1Т			262	11						
НКМВКО	625	3ТП-48	265	7								
НКМВКО	Ячейка-10	3ТП-182 2Т			275	14						
НКМВКО	Ячейка-17	3ТП-95 1Т			277	21						
НКМВКО	624	3ТП-64 2Т			280	16						
НКМВКО	Ячейка-38	РП-5 1Т	288	7								
НКМВКО	624	3ТП-64 1Т			288	12						
НКМВКО	1005	3ТП-353 Берислав			293	15						
НКМВКО	624	3ТП-70 1Т			295	11						
НКМВКО	Ячейка-21	3ТП-76 2Т	322	9								
НКМВКО	Ячейка-21	3ТП-58 1Т			329	45						
НКМВКО	-1 (Щорса	3ТП-32 1Т			331	12						
НКМВКО	1110	3ТП-79 Берислав	343	7								
НКМВКО	624	3ТП-70 2Т			355	16						
НКМВКО	1004	3ТП-68 Берислав			358	40						
НКМВКО	-1 (Щорса	3ТП-11			374	16						
НКМВКО	Ячейка-28	3ТП-82 2Т			382	13						
НКМВКО	47	3ТП-223	384	8								
НКМВКО	624	3ТП-29 1Т			387	34						
НКМВКО	Ячейка-26	РП-2 2Т	395	10								
НКМВКО	Ячейка-17	3ТП-234 2Т	404	15								
НКМВКО	Ячейка-22	3ТП-57 2Т			416	23						
НКМВКО	Ячейка-38	3ТП-98 2Т			514	26						
НКМВКО	Ячейка-26	3ТП-56 2Т	609	24								
НКМВКО	Ячейка-22	3ТП-59 2Т			620	51						
НКМВКО	624	3ТП-67 1Т	705	29								
НКМВКО	Ячейка-17	3ТП-94 2Т	715	33								
Чаплинські	8545	КТП-257 Каланчак									50	
Чаплинські	746	КТП-38									57	
Чаплинські	8545	КТП-14 Каланчак									58	
Чаплинські	8303	3ТП-3 Каланчак 1Т									67	
Чаплинські	746	КТП-80							69			
Чаплинські	746	КТП-556							73			
Чаплинські	743	3ТП-26							73			
Чаплинські	8303	КТП-188 Каланчак							77			
Чаплинські	746	КТП-139					81					
Чаплинські	748	3ТП-30					96					
Чаплинські	763	3ТП-243					116					
Чаплинські	749	3ТП-54					134					
Чаплинські	743	КТП-19					146					
Чаплинські	746	3ТП-40					148					
Чаплинські	8302	КТП-342 Каланчак					176					
Чаплинські	763	3ТП-301 А					184					
Чаплинські	765	КТП-289					186					

Чаплинські	8303	ЗТП-148 Каланчак					187					
Чаплинські	8303	КТП-162 Каланчак					194					
Чаплинські	748	ЗТП-551					195					
Чаплинські	8545	ЗТП-251 Каланчак 1Т					215					
Чаплинські	763	ЗТП-224			225							
Чаплинські	748	ЗТП-55			244							
Чаплинські	763	ЗТП-223			275							
Чаплинські	763	ЗТП-222			281							
Чаплинські	8302	ЗТП-73 Каланчак 1Т					293					
Чаплинські	763	ЗТП-228					375					
ХМВКО	(Силикатн	ЗТП-229 1Т									50	0
ХМВКО	2935	ЗТП-44 3Т									50	23
ХМВКО	2822	ЗТП-394									51	4
ХМВКО	(Силикатн	ЗТП-358									52	2
ХМВКО	2132	ЗТП-473 2Т									54	3
ХМВКО	313	РП-ЭКО 2Т									55	0
ХМВКО	2128	ЗТП-472									56	5
ХМВКО	2102	ЗТП-1008 А 2Т									57	0
ХМВКО	2114	ЗТП-470 А 2Т									58	4
ХМВКО	2128	ЗТП-417 1Т									58	5
ХМВКО	2102	КТП-1155									59	0
ХМВКО	2915	ЗТП-333 1Т									59	16
ХМВКО	2102	ЗТП-1008 А 1Т									60	0
ХМВКО	2822	КТП-267 А									60	2
ХМВКО	3121	ЗТП-184									61	16
ХМВКО	2132	ЗТП-113 2Т									62	1
ХМВКО	(Силикатн	ЗТП-229 2Т									62	5
ХМВКО	2828	ЗТП-389 1Т									63	4
ХМВКО	2132	ЗТП-348 1Т									64	0
ХМВКО	3522	ЗТП-6 1Т									64	28
ХМВКО	2122	КТП-1105									67	2
ХМВКО	2132	ЗТП-164 2Т									68	3
ХМВКО	2217	ЗТП-812									69	9
ХМВКО	2935	ЗТП-333 2Т									69	18
ХМВКО	2106	ЗТП-474 А 1Т									70	3
ХМВКО	3520	ЗТП-110									70	12
ХМВКО	2102	ЗТП-285 1Т									71	6
ХМВКО	2925	ЗТП-324 2Т									72	1
ХМВКО	2818	ЗТП-342 (Од.ЖД) 2Т									72	3
ХМВКО	3320	ЗТП-826 2Т									73	3
ХМВКО	3320	ЗТП-827 2Т									74	3
ХМВКО	2106	ЗТП-329 1Т					75	0				
ХМВКО	2104	ЗТП-480 2Т					76	0				
ХМВКО	2114	ЗТП-9 1Т									76	3
ХМВКО	2935	ЗТП-48									78	13
ХМВКО	2935	РП-Шмидта 2Т									81	2
ХМВКО	3518	ЗТП-58 А 2Т									81	3
ХМВКО	2114	ЗТП-348 2Т									82	0
ХМВКО	2923	ЗТП-322 2Т									82	12
ХМВКО	2935	ЗТП-433									85	17
ХМВКО	3522	ЗТП-165 А 1Т									87	3
ХМВКО	2217	ЗТП-816 2Т									97	2
ХМВКО	3520	ЗТП-442 2Т									98	2
ХМВКО	3320	ЗТП-828 2Т									98	5
ХМВКО	2132	ЗТП-445 1Т									102	5
ХМВКО	3318	ЗТП-825 2Т									103	2
ХМВКО	2902-б	ЗТП-52 2Т									103	18
ХМВКО	2902-б	ЗТП-103									104	19
ХМВКО	3306	ЗТП-826 1Т									108	3
ХМВКО	334	ЗТП-339 А 1Т									109	1
ХМВКО	3520	ЗТП-440 2Т									110	0
ХМВКО	3722	ЗТП-261 1Т									110	12
ХМВКО	3529	ЗТП-8									110	13
ХМВКО	3520	ЗТП-442 1Т									111	4
ХМВКО	2818	ЗТП-239									112	1
ХМВКО	3722	КТП-920									113	0
ХМВКО	2122	ЗТП-343									113	1
ХМВКО	2217	ЗТП-1064									120	7

ХМВКО	3722	ЗТП-122 А									120	8
ХМВКО	337	ЗТП-336 2Т									121	2
ХМВКО	15(а)	ЗТП-302									121	3
ХМВКО	2902-б	ЗТП-44 1Т									122	25
ХМВКО	2114	ЗТП-470 А 1Т									124	6
ХМВКО	2217	ЗТП-815 2Т									125	3
ХМВКО	2114	ЗТП-485									126	6
ХМВКО	2816	ЗТП-758 А 2Т									129	4
ХМВКО	2818	ЗТП-500									135	24
ХМВКО	2935	ЗТП-111 1Т									136	6
ХМВКО	2923	ЗТП-153									138	2
ХМВКО	3722	КТП-1007									138	2
ХМВКО	2217	РП-Шуменский									138	5
ХМВКО	3306	ЗТП-834 1Т									143	1
ХМВКО	2816	ЗТП-378									143	6
ХМВКО	3722	КТП-314									145	1
ХМВКО	2902-б	ЗТП-50									146	27
ХМВКО	3533	ЗТП-301 1Т									149	5
ХМВКО	2923	ЗТП-451									151	3
ХМВКО	2818	ЗТП-342 (Од.ЖД) 1Т									154	6
ХМВКО	2823	ЗТП-11									154	73
ХМВКО	2134	ЗТП-35									155	24
ХМВКО	3529	КТП-132									165	0
ХМВКО	2106	ЗТП-215									166	14
ХМВКО	2102	ЗТП-511 1Т									167	3
ХМВКО	2104	КТП-28									173	19
ХМВКО	2132	ЗТП-113 1Т					175	0				
ХМВКО	15(а)	ЗТП-214 (Од.ЖД)					176	1				
ХМВКО	2936	ЗТП-4									183	13
ХМВКО	2818	ЗТП-1068 1Т									184	8
ХМВКО	3529	ЗТП-256									184	8
ХМВКО	2106	ЗТП-486									185	2
ХМВКО	2102	ЗТП-75									189	9
ХМВКО	2102	КТП-1107									191	0
ХМВКО	2818	ЗТП-38									191	10
ХМВКО	2913	ЗТП-435 1Т									192	16
ХМВКО	2132	ЗТП-163									193	4
ХМВКО	3518	ЗТП-317 1Т									195	10
ХМВКО	3325	РП-Западный 2Т									202	4
ХМВКО	2902-б	ЗТП-419									207	51
ХМВКО	(Силикатн	ЗТП-356									210	4
ХМВКО	3310	ЗТП-838 2Т									211	2
ХМВКО	2133	КТП-344									213	17
ХМВКО	2825	ЗТП-284									214	17
ХМВКО	2102	ЗТП-513 1Т									216	11
ХМВКО	3304	ЗТП-830 2Т									216	18
ХМВКО	2128	ЗТП-400 А									220	7
ХМВКО	2823	КТП-15									221	4
ХМВКО	2128	ЗТП-37									222	10
ХМВКО	2818	ЗТП-172									222	11
ХМВКО	2923	ЗТП-255 А									222	11
ХМВКО	2818	ЗТП-152 А 1Т									223	11
ХМВКО	3722	КТП-121									228	4
ХМВКО	2816	ЗТП-43									233	20
ХМВКО	3518	ЗТП-223							236	9		
ХМВКО	3306	ЗТП-836 1Т							238	2		
ХМВКО	2818	ЗТП-39									242	23
ХМВКО	3121	ЗТП-505									243	2
ХМВКО	2106	ЗТП-140							246	12		
ХМВКО	2134	ЗТП-196							250	10		
ХМВКО	2210	ЗТП-817							251	11		
ХМВКО	2936	ЗТП-260							254	17		
ХМВКО	2913	ЗТП-167							255	4		
ХМВКО	2923	ЗТП-297							255	6		
ХМВКО	2122	ЗТП-540							256	4		
ХМВКО	3520	ЗТП-441 А 1Т									259	0
ХМВКО	2816	ЗТП-235							259	7		
ХМВКО	2132	ЗТП-78							259	11		

ХМВКО	2828	ЗТП-389 2Т							260	3		
ХМВКО	334	ЗТП-336 1Т							261	6		
ХМВКО	2104	ЗТП-227							264	1		
ХМВКО	2104	ЗТП-548 2Т							265	3		
ХМВКО	3522	ЗТП-10 2Т							265	3		
ХМВКО	3534	РП-Причальный							268	12		
ХМВКО	3529	ЗТП-287							270	56		
ХМВКО	2122	ЗТП-64							271	4		
ХМВКО	2104	КТП-262					275	0				
ХМВКО	3529	КТП-32					275	1				
ХМВКО	2825	ЗТП-277							275	17		
ХМВКО	2134	ЗТП-281 А 1Т					276	0				
ХМВКО	2128	ЗТП-57 1Т							278	20		
ХМВКО	3529	КТП-365 А 1Т							281	5		
ХМВКО	2114	ЗТП-160 2Т							283	2		
ХМВКО	2223	КТП-45							284	3		
ХМВКО	2104	ЗТП-33							285	1		
ХМВКО	2816	ЗТП-236							285	9		
ХМВКО	334	ЗТП-237 1Т							286	3		
ХМВКО	2104	КТП-1070							287	0		
ХМВКО	2102	ЗТП-494							290	9		
ХМВКО	3306	ЗТП-827 1Т							290	10		
ХМВКО	2128	ЗТП-36							292	11		
ХМВКО	2102	КТП-119							293	12		
ХМВКО	2217	ЗТП-173							302	10		
ХМВКО	340	ЗТП-338 1Т							304	2		
ХМВКО	2223	ЗТП-93							306	10		
ХМВКО	2902-б	ЗТП-19							307	31		
ХМВКО	2124	ЗТП-29							315	4		
ХМВКО	3306	ЗТП-828 1Т							322	2		
ХМВКО	2935	ЗТП-318									332	62
ХМВКО	2106	ЗТП-471 А							337	6		
ХМВКО	2816	ЗТП-274 2Т							338	22		
ХМВКО	2210	ЗТП-821							340	3		
ХМВКО	3304	ЗТП-825 1Т							344	3		
ХМВКО	3529	ЗТП-244 А 2Т							358	9		
ХМВКО	3320	ЗТП-840 2Т							360	3		
ХМВКО	2223	ЗТП-22							361	7		
ХМВКО	2816	ЗТП-382							369	4		
ХМВКО	2223	КТП-17							381	1		
ХМВКО	2102	ЗТП-27							383	14		
ХМВКО	15(а)	ЗТП-40							389	7		
ХМВКО	3304	ЗТП-824 1Т							403	5		
ХМВКО	3320	ЗТП-834 2Т							404	13		
ХМВКО	343	ЗТП-340 2Т							414	7		
ХМВКО	2825	ЗТП-390 2Т							416	6		
ХМВКО	2923	ЗТП-30							443	18		
ХМВКО	340	ЗТП-99							451	0		
ХМВКО	3310	ЗТП-837 1Т							468	3		
ХМВКО	3318	ЗТП-823 2Т							469	10		
ХМВКО	3529	ЗТП-13							469	52		
ХМВКО	3522	ЗТП-10 1Т							477	26		
ХМВКО	2818	ЗТП-406 2Т							484	5		
ХМВКО	334	ЗТП-334 1Т							485	5		
ХМВКО	2217	ЗТП-815 1Т							486	2		
ХМВКО	3304	ЗТП-842 2Т							489	7		
ХМВКО	337	ЗТП-335 2Т							504	5		
ХМВКО	2114	ЗТП-23							530	20		
ХМВКО	3310	ЗТП-838 1Т							539	1		
ХМВКО	3310	ЗТП-837 2Т							561	4		
ХМВКО	2102	ЗТП-34							592	1		
ХМВКО	3529	РП-Подпольный							600	5		
ХМВКО	340	ЗТП-369 А 1Т							617	3		
ХМВКО	3522	ЗТП-315							617	13		
ХМВКО	3310	ЗТП-836 2Т							641	9		
ХМВКО	3306	ЗТП-833 1Т							686	10		
ХМВКО	334	ЗТП-391							704	6		
ХМВКО	337	ЗТП-337 2Т							710	6		

ХМВКО	2217	3ТП-814							739	6		
ХМВКО	2210	3ТП-820 1Т							841	6		
ХМВКО	542	КТП-806 Білозерка					50	0				
ХМВКО	2518	3ТП-596 А					50	0				
ХМВКО	582	КТП-413 Білозерка					51	1				
ХМВКО	592	КТП-559 Білозерка					52	0				
ХМВКО	592	КТП-561 Білозерка					54	1				
ХМВКО	582	КТП-447 Білозерка					56	2				
ХМВКО	555	КТП-491 Білозерка					56	4				
ХМВКО	4012	3ТП-786 А 1Т					59	3				
ХМВКО	551	КТП-395 Білозерка					59	6				
ХМВКО	601	КТП-887 Білозерка					60	2				
ХМВКО	632	КТП-893 Білозерка					61	3				
ХМВКО	582	КТП-414 Білозерка					64	0				
ХМВКО	2704	3ТП-295					64	8				
ХМВКО	2302	КТП-416					65	0				
ХМВКО	2311	3ТП-623 А					66	1				
ХМВКО	555	КТП-486 Білозерка					66	8				
ХМВКО	613	КТП-246 Білозерка					67	1				
ХМВКО	555	КТП-484 Білозерка					67	3				
ХМВКО	761	КТП-574 Білозерка					67	6				
ХМВКО	2302	КТП-1035					70	0				
ХМВКО	544	КТП-838 Білозерка					71	3				
ХМВКО	2311	3ТП-628 А 1Т					72	0				
ХМВКО	3408	КТП-216					72	2				
ХМВКО	613	КТП-249 Білозерка					73	1				
ХМВКО	4017	3ТП-779 А					74	5				
ХМВКО	2413	3ТП-636 А					75	8				
ХМВКО	2503	3ТП-242 2Т					76	12				
ХМВКО	638	КТП-1098 Білозерка					79	0				
ХМВКО	635	КТП-873 Білозерка					80	7				
ХМВКО	2523	3ТП-607 2Т					81	2				
ХМВКО	2513	3ТП-608 2Т					83	1				
ХМВКО	2517	3ТП-589 А 1Т					83	4				
ХМВКО	2513	3ТП-603 1Т					83	6				
ХМВКО	544	КТП-837 Білозерка					86	2				
ХМВКО	2410	3ТП-691 1Т					86	6				
ХМВКО	632	КТП-917 Білозерка					87	0				
ХМВКО	592	КТП-557 Білозерка					88	3				
ХМВКО	2302	РП-Мост					89	1				
ХМВКО	3408	КТП-983					90	0				
ХМВКО	544	КТП-860 Білозерка					90	2				
ХМВКО	542	КТП-809 А Білозерка					94	3				
ХМВКО	632	КТП-950 А Білозерка					95	1				
ХМВКО	544	КТП-834 Білозерка					96	8				
ХМВКО	2525	3ТП-482 1Т					98	4				
ХМВКО	601	КТП-891 Білозерка					100	1				
ХМВКО	2517	3ТП-583 1Т					101	2				
ХМВКО	761	КТП-575 Білозерка					101	5				
ХМВКО	632	КТП-928 Білозерка					102	0				
ХМВКО	501	3ТП-5 Білозерка					102	1				
ХМВКО	601	КТП-899 Білозерка					102	4				
ХМВКО	2405	3ТП-491 1Т					102	4				
ХМВКО	581	КТП-452 Білозерка					103	5				
ХМВКО	592	КТП-543 Білозерка					104	2				
ХМВКО	583	КТП-599 Білозерка					104	6				
ХМВКО	592	КТП-558 Білозерка					105	7				
ХМВКО	603	КТП-911 Білозерка					105	7				
ХМВКО	2709	КТП-1052					106	2				
ХМВКО	2311	3ТП-373					106	9				
ХМВКО	505	КТП-16 Білозерка					107	0				
ХМВКО	555	КТП-516 Білозерка					107	2				
ХМВКО	2302	КТП-81					108	4				
ХМВКО	219	3ТП-289 А					109	0				
ХМВКО	773	КТП-112 Білозерка					113	4				
ХМВКО	542	КТП-900 Білозерка					114	2				
ХМВКО	3408	КТП-89					115	1				
ХМВКО	592	КТП-556 Білозерка					118	5				

ХМВКО	501	КТП-6 Білозерка					119	2				
ХМВКО	501	КТП-3 Білозерка					119	29				
ХМВКО	582	КТП-417 Білозерка					122	1				
ХМВКО	2518	ЗТП-590					122	7				
ХМВКО	544	КТП-840 Білозерка					123	3				
ХМВКО	2528	ЗТП-175					126	7				
ХМВКО	542	КТП-815 Білозерка					126	8				
ХМВКО	582	КТП-416 Білозерка					126	10				
ХМВКО	2521	ЗТП-248 1Т					127	3				
ХМВКО	1022	КТП-1138 2Т					129	1				
ХМВКО	2425	ЗТП-519 2Т					130	1				
ХМВКО	555	КТП-485 Білозерка					130	2				
ХМВКО	544	КТП-839 Білозерка					130	5				
ХМВКО	583	КТП-431 Білозерка					131	1				
ХМВКО	4012	ЗТП-177 А					134	11				
ХМВКО	2517	ЗТП-133 2Т					135	2				
ХМВКО	583	КТП-430 Білозерка					136	3				
ХМВКО	583	КТП-434 Білозерка					137	11				
ХМВКО	601	КТП-889 Білозерка					141	7				
ХМВКО	542	КТП-804 Білозерка					142	2				
ХМВКО	2413	ЗТП-298 А 1Т					142	5				
ХМВКО	582	КТП-412 Білозерка					144	3				
ХМВКО	2503	ЗТП-266 2Т					144	8				
ХМВКО	602	КТП-846					148	2				
ХМВКО	2704	ЗТП-199 1Т					151	5				
ХМВКО	2527	ЗТП-599					153	9				
ХМВКО	1015	КТП-793					155	5				
ХМВКО	602	КТП-845					155	7				
ХМВКО	3408	КТП-844					157	0				
ХМВКО	611	КТП-258 Білозерка					157	2				
ХМВКО	542	КТП-896 Білозерка					160	5				
ХМВКО	3408	КТП-88					161	0				
ХМВКО	3408	КТП-410					164	1				
ХМВКО	2302	КТП-209					164	2				
ХМВКО	2513	ЗТП-606 2Т					168	2				
ХМВКО	555	КТП-481 Білозерка					168	3				
ХМВКО	2528	ЗТП-457 1Т					169	2				
ХМВКО	2502	ЗТП-589 А 2Т					169	12				
ХМВКО	2517	ЗТП-285 2Т					172	5				
ХМВКО	2730	ЗТП-504 1Т					178	0				
ХМВКО	2306	ЗТП-220					179	17				
ХМВКО	3003	ЗТП-682 1Т					182	5				
ХМВКО	583	КТП-429 Білозерка					184	11				
ХМВКО	632	КТП-882 Білозерка					185	3				
ХМВКО	595	КТП-548 Білозерка					185	4				
ХМВКО	2306	ЗТП-206 1Т					185	14				
ХМВКО	2513	ЗТП-606 1Т					186	0				
ХМВКО	551	КТП-464 Білозерка					187	4				
ХМВКО	2505	ЗТП-611 1Т					190	3				
ХМВКО	2311	КТП-204					190	4				
ХМВКО	583	КТП-436 Білозерка					191	5				
ХМВКО	2528	ЗТП-457 2Т					192	1				
ХМВКО	2306	КТП-217					193	9				
ХМВКО	3408	КТП-778					196	1				
ХМВКО	638	КТП-833 Білозерка					200	4				
ХМВКО	501	КТП-14 Білозерка					201	0				
ХМВКО	2311	ЗТП-282 1Т					201	3				
ХМВКО	1016	ЗТП-537 1Т					202	5				
ХМВКО	2525	ЗТП-580 1Т					205	6				
ХМВКО	2726	ЗТП-579 2Т					216	14				
ХМВКО	2523	ЗТП-610 1Т					220	2				
ХМВКО	2517	ЗТП-180					221	20				
ХМВКО	631	КТП-856 Білозерка					222	3				
ХМВКО	638	КТП-836 Білозерка					223	1				
ХМВКО	2503	ЗТП-242 1Т					224	7				
ХМВКО	501	КТП-8 Білозерка					225	24				
ХМВКО	2311	ЗТП-614 А 1Т					226	1				
ХМВКО	2503	ЗТП-115					231	30				

ХМВКО	2430	КТП-715					237	0				
ХМВКО	2503	ЗТП-243 1Т					237	5				
ХМВКО	2505	ЗТП-151 А 2Т					239	1				
ХМВКО	2503	ЗТП-243 2Т					240	0				
ХМВКО	2517	ЗТП-114					241	29				
ХМВКО	1016	РП-Сенявина 2Т					242	3				
ХМВКО	2523	ЗТП-609			244	13						
ХМВКО	2505	ЗТП-611 2Т			245	4						
ХМВКО	632	КТП-818 Білозерка			246	2						
ХМВКО	2513	ЗТП-603 2Т			250	2						
ХМВКО	2720	ЗТП-454 1Т			253	5						
ХМВКО	4017	ЗТП-738			258	7						
ХМВКО	2517	ЗТП-218 1Т					260	0				
ХМВКО	544	КТП-832 Білозерка			261	4						
ХМВКО	2521	ЗТП-248 2Т			264	10						
ХМВКО	2720	ЗТП-452 2Т			267	9						
ХМВКО	4018	КТП-642 А 2Т			270	5						
ХМВКО	2517	ЗТП-218 2Т			271	7						
ХМВКО	2302	КТП-211					272	0				
ХМВКО	551	КТП-466 Білозерка			276	1						
ХМВКО	2517	КТП-230			279	2						
ХМВКО	632	КТП-816 Білозерка			280	4						
ХМВКО	2425	ЗТП-520 2Т			281	1						
ХМВКО	1016	ЗТП-535 2Т			284	6						
ХМВКО	2513	ЗТП-522 2Т			286	2						
ХМВКО	2418	ЗТП-241			286	13						
ХМВКО	2302	КТП-347					289	0				
ХМВКО	3408	КТП-190			289	11						
ХМВКО	4107	КТП-856			290	10						
ХМВКО	2517	РП-Черноморский			297	5						
ХМВКО	2517	ЗТП-583 2Т			299	1						
ХМВКО	2704	ЗТП-578 1Т			299	2						
ХМВКО	2527	ЗТП-249 1Т			301	11						
ХМВКО	219	КТП-652			304	4						
ХМВКО	1022	ЗТП-537 2Т					305	0				
ХМВКО	2513	ЗТП-511 2Т					309	0				
ХМВКО	3408	КТП-87			310	6						
ХМВКО	219	ЗТП-405			310	8						
ХМВКО	2715	ЗТП-578 2Т			311	3						
ХМВКО	2527	ЗТП-588			320	8						
ХМВКО	2418	КТП-253			323	0						
ХМВКО	2418	КТП-228			325	4						
ХМВКО	2523	ЗТП-607 1Т			336	6						
ХМВКО	2311	ЗТП-628 А 2Т			337	3						
ХМВКО	2517	ЗТП-584			340	3						
ХМВКО	2513	ЗТП-522 1Т			349	5						
ХМВКО	2418	КТП-252	354	4								
ХМВКО	2517	ЗТП-585			358	5						
ХМВКО	4012	ЗТП-772 А			360	5						
ХМВКО	2528	ЗТП-503			363	8						
ХМВКО	2720	КТП-221			364	2						
ХМВКО	2503	ЗТП-266 1Т			370	11						
ХМВКО	2527	ЗТП-191			372	6						
ХМВКО	2527	ЗТП-586			375	3						
ХМВКО	2311	ЗТП-613 1Т			380	5						
ХМВКО	1031	ЗТП-512 1Т			382	11						
ХМВКО	3021	ЗТП-690 А 2Т			403	4						
ХМВКО	2513	ЗТП-608 1Т			409	23						
ХМВКО	2513	ЗТП-601 2Т			411	4						
ХМВКО	2513	ЗТП-604	416	5								
ХМВКО	2503	ЗТП-133 1Т			424	19						
ХМВКО	2430	КТП-150	425	6								
ХМВКО	2430	КТП-224	425	7								
ХМВКО	2715	ЗТП-199 2Т	427	5								
ХМВКО	2306	КТП-207	441	3								
ХМВКО	2306	КТП-208	481	8								
ХМВКО	2503	ЗТП-127	494	7								
ХМВКО	1016	ЗТП-536 1Т	498	4								

ХМВКО	2523	ЗТП-602 2Т	524	10								
ХМВКО	2503	ЗТП-213	535	12								
ХМВКО	2306	ЗТП-189	540	7								
ХМВКО	2528	ЗТП-176	561	6								
ХМВКО	2527	ЗТП-587	600	8								
ХМВКО	1006	ЗТП-524 2Т	617	0								
ХМВКО	2525	ЗТП-581	627	15								
ХМВКО	2525	ЗТП-580 2Т	653	10								
ХМВКО	3020-а	ЗТП-683 1Т	778	20								
ХМВКО	2525	ЗТП-582	885	17								
ХМВКО	3003	ЗТП-687 А 2Т	1099	3								
ХМВКО	2212	ЗТП-306 2Т									65	
ХМВКО	3121	КТП-744									76	
ХМВКО	3608	КТП-947 А									77	
ХМВКО	2822	ЗТП-47									85	
ХМВКО	3121	КТП-892 А									89	
ХМВКО	3109	КТП-755									92	
ХМВКО	3109	КТП-757 А									94	
ХМВКО	3121	ЗТП-316									95	
ХМВКО	2936	ЗТП-111 2Т									96	
ХМВКО	2223	КТП-294									115	
ХМВКО	3318	ЗТП-824 2Т									120	
ХМВКО	3608	КТП-895 А									126	
ХМВКО	3520	ЗТП-440 1Т									128	
ХМВКО	334	ЗТП-237 2Т									128	
ХМВКО	3534	КТП-62									134	
ХМВКО	3608	КТП-975									143	
ХМВКО	2122	КТП-1055									144	
ХМВКО	3121	ЗТП-694 А									145	
ХМВКО	2223	ЗТП-272									145	
ХМВКО	3112	КТП-701									145	
ХМВКО	3112	КТП-881									147	
ХМВКО	2823	ЗТП-194									149	
ХМВКО	3608	КТП-864									152	
ХМВКО	3121	КТП-882									154	
ХМВКО	3109	КТП-1085									163	
ХМВКО	3121	ЗТП-746 А									163	
ХМВКО	2217	ЗТП-818 1Т									173	
ХМВКО	2101	ЗТП-222									187	
ХМВКО	3109	КТП-661									189	
ХМВКО	3110	КТП-749 А									198	
ХМВКО	2902-б	РП-Шмидта 1Т									204	
ХМВКО	2816	ЗТП-123									204	
ХМВКО	3534	КТП-42									205	
ХМВКО	3112	КТП-730									214	
ХМВКО	2823	ЗТП-14									230	
ХМВКО	2122	КТП-55									231	
ХМВКО	3112	КТП-721									244	
ХМВКО	3304	ЗТП-823 1Т									248	
ХМВКО	(Силикатн	ЗТП-59									252	
ХМВКО	2114	ЗТП-349 1Т									268	
ХМВКО	3522	ЗТП-16									275	
ХМВКО	2106	ЗТП-474 А 2Т									282	
ХМВКО	3608	КТП-862									291	
ХМВКО	3534	КТП-258									299	
ХМВКО	3112	КТП-720 А									300	
ХМВКО	3529	КТП-25									324	
ХМВКО	3112	КТП-723									338	
ХМВКО	3109	КТП-724									352	
ХМВКО	2223	КТП-116									368	
ХМВКО	3534	ЗТП-49									373	
ХМВКО	3522	КТП-21									374	
ХМВКО	3529	КТП-3									404	
ХМВКО	3529	КТП-18									407	
ХМВКО	2122	ЗТП-54									412	
ХМВКО	2816	ЗТП-758 А 1Т									449	
ХМВКО	(Силикатн	КТП-259									452	
ХМВКО	3109	КТП-722									461	

ХМВКО	3304	3ТП-829 2Т									608	
ХМВКО	2114	3ТП-468 1Т									648	
ХМВКО	3306	3ТП-840 1Т									668	
ХМВКО	2309	3ТП-613 2Т									135	
ХМВКО	573	КТП-798 Білозерка									136	
ХМВКО	4019	КТП-788									137	
ХМВКО	611	КТП-251 Білозерка									138	
ХМВКО	513	КТП-689 Білозерка									138	
ХМВКО	503	КТП-89 Білозерка									141	
ХМВКО	4019	КТП-799									141	
ХМВКО	773	3ТП-104 Білозерка									141	
ХМВКО	511	КТП-681 Білозерка									142	
ХМВКО	556	КТП-503 Білозерка									144	
ХМВКО	501	КТП-15 Білозерка									144	
ХМВКО	556	КТП-504 Білозерка									145	
ХМВКО	522	КТП-718 Білозерка									145	
ХМВКО	573	КТП-797 Білозерка									146	
ХМВКО	651	КТП-52 Білозерка									146	
ХМВКО	622	КТП-217 Білозерка									148	
ХМВКО	502	КТП-24 Білозерка									151	
ХМВКО	501	КТП-1 Білозерка									155	
ХМВКО	612	КТП-257 Білозерка									156	
ХМВКО	820	КТП-337 Білозерка									156	
ХМВКО	4019	КТП-798									156	
ХМВКО	562	КТП-634 Білозерка									156	
ХМВКО	611	КТП-258 Білозерка									157	
ХМВКО	573	КТП-795 Білозерка									159	
ХМВКО	502	КТП-10 Білозерка									160	
ХМВКО	1026	КТП-1056									161	
ХМВКО	504	КТП-303 Білозерка									162	
ХМВКО	622	КТП-211 Білозерка									165	
ХМВКО	652	КТП-19 Білозерка									166	
ХМВКО	556	КТП-505 Білозерка									167	
ХМВКО	532	КТП-274 Білозерка									170	
ХМВКО	652	КТП-17 Білозерка									175	
ХМВКО	814	КТП-331 Білозерка									175	
ХМВКО	4019	КТП-785									179	
ХМВКО	566	КТП-603 Білозерка									185	
ХМВКО	532	КТП-273 Білозерка									186	
ХМВКО	652	КТП-18 Білозерка									190	
ХМВКО	543	КТП-888 Білозерка									191	
ХМВКО	502	КТП-28 Білозерка									194	
ХМВКО	4019	КТП-552									195	
ХМВКО	543	КТП-820 Білозерка									204	
ХМВКО	501	3ТП-33 1Т Білозерка									213	
ХМВКО	2316	3ТП-475									217	
ХМВКО	1025	3ТП-810									220	
ХМВКО	2720	3ТП-452 1Т									221	
ХМВКО	1026	КТП-498									223	
ХМВКО	2309	3ТП-618 А 2Т									227	
ХМВКО	1026	КТП-716									241	
ХМВКО	773	КТП-114 Білозерка									242	
ХМВКО	2319	КТП-288									248	
ХМВКО	502	КТП-26 Білозерка									248	
ХМВКО	612	КТП-253 Білозерка									261	
ХМВКО	543	КТП-808 Білозерка									286	
ХМВКО	773	КТП-113 Білозерка									287	
ХМВКО	1025	КТП-558									302	
ХМВКО	543	КТП-819 Білозерка									310	
ХМВКО	1031	3ТП-534 1Т									345	
ХМВКО	1006	РП-32 2Т									404	
ХМВКО	2720	КТП-120									449	
ХМВКО	1002-а	3ТП-181									449	
ХМВКО	1002-а	3ТП-429									461	
ХМВКО	2709	КТП-200									469	
ХМВКО	2709	КТП-182									474	
ХМВКО	1016	3ТП-539 1Т									558	
ХМВКО	621	КТП-209 Білозерка									91	

ХМВКО	511	КТП-677 Білозерка									85	
ХМВКО	556	КТП-499 Білозерка									94	
ХМВКО	4019	КТП-1102									95	
ХМВКО	561	КТП-618 Білозерка									96	
ХМВКО	651	КТП-58 Білозерка									77	
ХМВКО	573	КТП-796 Білозерка									99	
Всього:			28297	680	33997	1260	39801	1270	44701	1570	50504	1520

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 держповірки, а також робота вимірювальних трансформаторів струму та напруги, які не відповідають класам точності.
5. Недосконаліть схем обліку у багатоповерхових будинках.
6. Недосконаліть 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 неодночасністю зняття показів по периметру АТ «Херсонобленерго» та у споживачів.

Звіт щодо втрат електричної енергії за період 2014-2024 рр. наведено у таблицях 15.1 та 15.2

Таблиця 15.1 Фактичні втрати електричної енергії на її передачу

Показники	2014 рік	2015 рік	2016 рік	2017 рік	2018 рік
Фактичні (%)	15.78	15.42	15.84	14.51	13.90
Нормативні (%)	17.81	17.68	18.06	17.52	16.39
Понаднормативні (%)	-2.03	-2.26	-2.22	-3.01	-1.53

Таблиця 15.2 Прогнозні втрати електричної енергії на її передачу

Показники	2019 рік	2020 рік	2021 рік	2022 рік	2023 рік	2024 рік
Фактичні (%)	13.60	13.50	13.40	13.30	13.30	13.30
Нормативні (%)	15.75	15.00	14.80	14.60	14.60	14.60
Понаднормативні (%)	-2.15	-1.50	-1.40	-1.30	-1.30	-1.30

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 Держповірки.

5. Заміна трифазних електролічильників з простроченим терміном Держповірки.
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 неізольованого на ізольований 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.
Економічнийф ефект від впровадження даних заходів склав:
2014р. - 6499 тис. кВт. год.; 2015р. - 6097 тис. кВт. год.;
2016р. - 5924 тис. кВт. год.; 2017р. - 5720 тис. кВт. год.,
2018р. - 5803 тис. кВт.год.

В компанії АТ «Херсонобленерго» організована робота з пофідерного аналізу електроенергії по фідерам 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.

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: 11 шт, в т.ч. по ВДЕ 5 шт: - реконстукція ПС 150 кВ “Дудчино” (ТОВ "СТАР ПІВДЕНЬ ЕНЕРГО"); “Н.Троїцька” (ТОВ "АРС ЕНЕРЖІ"), ХНПЗ (ВК «Цементник», ТОВ "ЗЕЛЕНГОСП-ХЕРСОН"), П.Покровська (ТОВ " ДНІПРО-БУЗЬКА ВІТРОВА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ), ГНС-СОС (ТОВ "Е.Вінд"),
- Реконструкція (модернізація, технічне переоснащення) ПС-35 кВ: 19 шт в т.ч. по ВДЕ 2 шт: Реконструкція ПС 35 кВ “Консервная” (ТОВ "АРС ТРЕЙД"), Каланчацкая (ТОВ "ЕКОТЕХНОЛОГІЯ ГРУП"),
- Модернізація технічного стану пристроїв релейного захисту та автоматики на ПС-150 (35) кВ: 95 шт
- Реконструкція ПЛ - 150 кВ “Каховская 330-Дудчино”: 4 км;
- Реконструкція ПЛ - 150 кВ “ХТЭЦ-Никольская”: 24 км;
- Реконструкція ПЛ - 150 кВ “ХТЭЦ-Коммунальная”: 17 км;

в т.ч. по ВДЕ:

- Реконструкція ПЛ - 150 кВ “ХНПЗ-П.Покровка”: 25 км;
- Реконструкція ПЛ - 150 кВ “Н.Троїцьк-Партизани”: 47 км;

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 2020 по 2029 р.р., та іншими стратегічними документами України не передбачається виконання заходів з будівництва нових засобів РЗА, ПА і зв'язку.

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				
					2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	**Повітряні лінії (ПЛ)-220 кВ, усього**	км (по трасі)							
	у доброму стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
2	**ПЛ-110 (150) кВ, усього**	км (по трасі)	925,29		925,29	925,29	925,29	925,29	925,29
	у доброму стані		897,16		897,16	894,29	893,29	890,69	889,89
	підлягає реконструкції		8,13	8,13	8,13	7	6	6,6	5,4
	підлягає капітальному ремонту		20,00	20,00	20,00	24	26	28	30
	підлягає повній заміні		0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	виведено з експлуатації		0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	**ПЛ-35 кВ, усього**	км (по трасі)	4 074,70		4 074,70	4 074,70	4 074,70	4 074,70	4 074,70
	у доброму стані		3 999,70		3 999,70	3995,7	3993,7	3991,7	3989,7
	підлягає реконструкції		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	підлягає капітальному ремонту		75,00	75,00	75,00	79	81	83	85
	підлягає повній заміні		0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	виведено з експлуатації		0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	**ПЛ-6 (10) кВ, усього**	км (по трасі)	9 084,40		9 084,40	9093	9100	9106	9114
	у доброму стані		5 704,10		5 704,10	5632	5583	5534	5476
	підлягає реконструкції		193,30	10,45	193,30	234	255	286	326
	підлягає капітальному ремонту		3 183,00		3 183,00	3221	3252	3272	3294
	підлягає повній заміні		4,00		4,00	6	10	14	18
	виведено з експлуатації								
5	**ПЛ-0,4 кВ, усього**	км (по трасі)	11 021,10		11 021,10	11030	11048	11057	11065
	у доброму стані		6 667,30		6 667,30	6629	6573	6528	6509
	підлягає реконструкції		250,20	18,90	250,20	275	298	327	348
	підлягає капітальному ремонту		4 055,00		4 055,00	4062	4108	4124	4122
	підлягає повній заміні		49,10		49,10	64	69	78	86
	виведено з експлуатації								
6	**Кабельні лінії (КЛ)-220 кВ, усього**	км							
	у доброму стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
7	**КЛ-110 (150) кВ, усього**	км							
	у доброму стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
8	**КЛ-35 кВ, усього**	км	35,91						
	у доброму стані		32,51						
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту		3,40						
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
9	**КЛ-6 (10) кВ, усього**	км	614,74		615,84	618,65	621,36	665,51	669,52
	у доброму стані		313,47		300,46	280,58	249,54	268,56	242,69
	підлягає реконструкції		16,91	14,80	20,81	32,63	41,25	49,35	58,69
	підлягає капітальному ремонту		41,03	34,85	45,86	42,85	58,63	66,34	75,64
	підлягає повній заміні		243,32		248,71	262,59	271,94	281,26	292,5
	виведено з експлуатації								
10	**КЛ-0,4 кВ, усього**	км	481,14		485,16	491,23	502,68	506,84	508,64
	у доброму стані		244,91		241,98	240,34	235,54	225,65	224,91
	підлягає реконструкції		3,64	1,03	3,86	4,31	5,45	6,98	7,65
	підлягає капітальному ремонту		9,08	2,46	10,97	11,52	12,89	13,56	14,32
	підлягає повній заміні		223,51		228,35	235,06	248,8	260,65	261,76
	виведено з експлуатації								
11	**Підстанції (ПС) з вищим класом напруги 220 кВ, усього**	шт.							
	у доброму стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								

12	**ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього**	шт.	19		19	19	19	19	19
	у доброму стані		8		8	9	10	11	10
	підлягає реконструкції		11	2	11	10	9	8	9
	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		152		152	148	143	141	140
	підлягає реконструкції		29		29	38	42	46	45
	підлягає капітальному ремонту		18		18	13	14	12	14
	підлягає повній заміні								
14	**Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 6 (10) кВ, усього**	шт.	4 403,00		4 403,00	4431	4462	4493	4526
	у доброму стані		2 798,00		2 798,00	2789	2793	2763	2754
	підлягає реконструкції		546,00	24,00	546,00	557	564	581	602
	підлягає капітальному ремонту		1 007,00		1 007,00	1029	1044	1079	1094
	підлягає повній заміні		52,00		52,00	56	61	70	76
	виведено з експлуатації								
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	37	37	37	37
	у доброму стані		31		31	30	28	26	25
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		2		2	2	2	1	
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		4		4	5	7	10	12
17	**Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього**	шт.	326		326	326	326	326	326
	у доброму стані		306		307	301	292	287	280
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		4		4	4	4	4	3
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		16	1	15	21	30	35	43
18	**Силові трансформатори ПС вищою напругою 6 – 10 кВ, усього**	шт.	4 818,00		4 818,00	4846	4877	4908	4941
	у доброму стані		3 638,00		3 638,00	3629	3623	3596	3593
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		36,00		36,00	45	51	69	80
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		1 144,00	15,00	1 144,00	1172	1203	1243	1268

* 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**	218/2662,6	**100,00**
	У тому числі:		
1,1.	150кВ	19/1341,6	8,72/49,61
1.2.	35кВ	199/1341,6	91,28/50,39
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 перемикань 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" зноходяться 167 силових трансформаторів 35кВ без пристроїв РПН.

Відокремлювачі (ВД) і короткозамикачі (КЗ) встановлені на 7 ПС 150кВ та на 14 ПС 35кВ АТ "Херсонобленерго".

По мережі 150кВ встановлені такі комутаційні апарати:

- ВД/КЗ — 13шт (22,03%);
- елегазові вимикачі — 45шт (76,27%);

- масляні вимикачі — 1шт (1,7%).

По мережі 35кВ встановлені такі комутаційні апарати:

- ВД/КЗ, запобіжники — 47шт (6,3%);
- вакуумні та елегазові вимикачі — 158шт (21,2%);
- масляні вимикачі — 540шт (72,5%).

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

- вакуумні вимикачі — 1508шт (75%);
- масляні вимикачі — 502шт (25%).

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	±2×2,5	±2×2,5
	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 150кВ		
Тип	LTB-170-D1/B	
	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 вакуумні елегазові	0 0 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 вакуумні елегазові	12 0 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 вакуумні елегазові	0 34 0		

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	5ТСР	49ТСР
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	LTB-170-D1/B
	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 вакуумні елегазові	0 0 3

Вимикачі 10кВ				
Тип	BB/TEL-10-31,5/1600	BB/TEL-10-20/630	EXE-12-25/1250	EXE-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 вакуумні елегазові	0 46 0			

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-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	±8×1,5	±8×1,5
	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 150кВ	
Тип	LTB-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 вакуумні елегазові	0 0 3

Вимикачі 35кВ	
Тип	МКП-35/1000 У1
	Оливний
Рік встановлення	1989
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	1000
Струм відключення, кА	25
Всього по напрузі 35кВ:	7
оливні вакуумні елегазові	7 0 0

Вимикачі 10кВ				
Тип	VL-12P25D20	BB/VL-12-25/1250	BB/VL-12-25/1000	ВМПЭ-10-630
	вакуумний	Вакуумний	вакуумний	Оливний
Рік встановлення	2017	2017	2018	1989
Номінальна напруга, кВ	10	10	10	10
Номінальний струм, А	2000	1250	1000	630
Струм відключення, кА	25	25	25	20
Всього по напрузі 10кВ:	3	1	1	10
оливні вакуумні елегазові	10 5 0			

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

Трансформатори напруги			
Номінальна напруга	150кВ	35кВ	10кВ
Кількість	2	2	2

Тип	НКФ-150	ЗНОМ-35	НТАМИ-10

Відділювачі	
Номінальна 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 нетиповою схемою «Два блоки лінія трансформатор з відділювачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній електропередавання» та ввімкнена відпайкою в транзит 150 кВ «ХНПЗ – Карантинна-1,2».

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 35кВ	
Тип	ВР35НС-35-20/1600
	Вакуумний
Рік встановлення	2005-2006

Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	1600
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 35кВ:	7
оливні вакуумні елегазові	0 7 0

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

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСН-1	ТСН-2
Тип	ТМ-630/10	ТМ-630/10
Потужність, МВА	0,63	0,63

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

Відділювачі	
Номінальна напруга	150кВ

Кількість	2
Тип	ОД-150/1000

Короткозамикачі	
Номінальна напруга	150кВ
Кількість	2
Тип	КЗ-150

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	LTB-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 вакуумні елегазові	0 0 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 вакуумні елегазові	13 0 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 вакуумні елегазові	5 0 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			
Номінальна напруга	150кВ	35кВ	10кВ
Кількість	2	2	2
Тип	НКФ-150	ЗНОМ-35	НАМИ-10

ПС 150/35/10кВ «Чулаковская».

Підстанція введена в експлуатацію в 1972 році. ВРУ 150 кВ підстанції виконано за нетиповою схемою «Два блоки лінія 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	±8×1,5
	35кВ	±2×2,5	±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 вакуумні елегазові	0 9 0

Вимикачі 10кВ		
Тип	ВР2-10-20/1600	ВР1-10-20/630
	вакуумний	Вакуумний
Рік встановлення	2017	2015
Номінальна напруга, кВ	10	10
Номінальний струм, А	1600	630
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	3	5
оливні вакуумні елегазові	0 8 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			
Номінальна напруга	150кВ	35кВ	10кВ
Кількість	1	2	2
Тип	НКФ-220	ЗНОМ-35	НТМИ-10

Відділювачі	
Номінальна напруга	150кВ

Кількість	2
Тип	ОД-150/1000

Короткозамикачі	
Номінальна 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	±8×1,5
	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 150кВ	
Тип	150-SFM-40B
	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 вакуумні елегазові	0 0 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
Номінальний струм, А	1000	1600
Струм відключення, кА	12,5	20
Всього по напрузі 35кВ:	2	8
оливні вакуумні елегазові	0 8 2	

Вимикачі 10кВ							
Тип	VH-12H 40D40/4000	BB/TEL-10-20/1000	VD4-12-40/3150	ВМПЭ-10/630	ВМПЭ-10/1000	ВКЭ-М-20/630	BB/VL-12-25/1000
	вакуумний	вакуумний	вакуумний	оливний	оливний	оливний	Вакуумний
Рік встановлення	2018	2010	2012	1981	1981-1985	1994	2018
Номінальна напруга, кВ	10	10	10	10	10	10	10
Номінальний струм, А	4000	1000	3150	630	10000	630	1000

Струм відключення, кА	40	20	40	20	20	20	25
Всього по напрузі 10кВ:	1	2	1	10	1	2	4
оливні вакуумні елегазові	13 8 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			
Номінальна напруга	150кВ	35кВ	10кВ
Кількість	2	2	2
Тип	EMF-170	ЗНОМ-35	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
Номінальна напруга, кВ		155/38,5/6,6	155/38,5/6,6
Номінальний 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
Номінальна напруга, кВ	150	150
Номінальний струм, А	3150	3150
Струм відключення, кА	40	40
Всього по напрузі 150кВ:	1	2
оливні вакуумні елегазові	0 0 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 вакуумні елегазові	0 5 0

Вимикачі 6кВ	
Тип	BB/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 вакуумні елегазові	0 9 0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-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 відділювачем і неавтоматичною перемичкою з боку ліній електропередавання» 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 35кВ	
Тип	ВР35НС-35-20/1600
	Вакуумний
Рік встановлення	2008-2009, 2017
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	1600
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 35кВ:	7
оливні вакуумні елегазові	0 7 0

Вимикачі 10кВ	
Тип	ВБ4-П-10-20/630
	Вакуумний
Рік встановлення	2007, 2018
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	630
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	7
оливні вакуумні елегазові	0 7 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		
Номінальна напруга	35кВ	10кВ
Кількість	1	1
Тип	ЗНОМ-35	ТЈР4/10

Відділювачі	
Номінальна напруга	150кВ
Кількість	1
Тип	ОД-220/600

Короткозамикачі	
Номінальна напруга	150кВ
Кількість	1
Тип	КЗ-220

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	±8×1,5	±8×1,5
	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

Вимикачі 150кВ	
Тип	LTB-170-D1/B
	Елегазовий
Виробник	ABB
Рік встановлення	2019
Номінальна напруга, кВ	150
Номінальний струм, А	3150
Струм відключення, кА	40
Всього по напрузі 150кВ:	3
оливні вакуумні елегазові	0 0 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 вакуумні елегазові	0 10 0	

Вимикачі 10кВ			
Тип	BB/TEL-10-20/630	BB/TEL-10-20/1000	BB/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 вакуумні елегазові	0 15 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			
Номінальна напруга	150кВ	35кВ	10кВ
Кількість	1	2	2
Тип	EMF-170	ЗНОМ-35	НТАМИ-10

ПС 150/35/10кВ «Н.Алексеевка».

Підстанція введена в експлуатацію в 1980 році. ВРУ 150 кВ підстанції виконано за нетиповою схемою «Два блоки лінія трансформатор з відділювачами 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	±8×1,5	±8×1,5
	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

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:		9
оливні вакуумні елегазові		9 0 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 вакуумні елегазові	9 5 0	

Трансформатори власних потреб			
Оперативне найменування	ТСР-1-2	ТСР-2-1	ТСР-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	НКФ-220	ЗНОМ-35	ЗНОЛП-Э-12

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

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

ПС 150/35/10кВ «Рубановка».

Підстанція введена в експлуатацію в 1974 році. ВРУ 150 кВ підстанції виконано за нетиповою схемою «Два блоки лінія 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 вакуумні елегазові	8 1 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
Номінальна напруга, кВ	10	10	10	10
Номінальний 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	ТСР-10-1	ТСР-10-2
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	НКФ-220	ЗНОМ-35	НТАМИ-10

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

Короткозамикачі	
Номінальна 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 лінія 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	±8×1,5
	35кВ	±2×2,5	±2×2,5

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

Вимикачі 35кВ			
Тип	ВР35НС-35-20/1600	ВБЗЕ-35-20/1000	ЗАF 0141/1600
	вакуумний	вакуумний	вакуумний
Рік встановлення	2016	2016	2017
Номінальна напруга, кВ	35	35	35
Номінальний струм, А	1600	1000	1600
Струм відключення, кА	20	20	25
Всього по напрузі 35кВ:	6	2	1
оливні вакуумні елегазові	0 9 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
Номінальна напруга, кВ	10	10	10	10
Номінальний струм, А	630	1000	1600	630
Струм відключення, кА	20	20	20	20
Всього по напрузі 10кВ:	2	1	6	27
оливні вакуумні елегазові	33 3 0			

Трансформатори власних потреб			
Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-1-1	ТСР-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		83,8/375/1312	230,4/3468/3468	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, %	150 кВ	±8×1,5	±8×1,5	±8×1,5	±8×1,5
	35кВ	±2×2,5	-	-	±2×2,5

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

Вимикачі 10кВ

Тип	ВВ/TEL-10-12,5/630	ВМП-10/1000	ВМП-10/630	МГ-10-5000
	вакуумний	оливний	оливний	оливний
Рік встановлення	2011	1973	1973	1973
Номінальна напруга, кВ	10	10	10	10
Номінальний струм, А	630	1000	630	5000
Струм відключення, кА	12,5	20	20	105
Всього по напрузі 10кВ:	2	3	6	2
оливні вакуумні елегазові	11 2 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		
Номінальна напруга	35кВ	10кВ
Кількість	2	2
Тип	ЗНОМ-35	НТМИ-10, НАМИ-10

Відділювачі	
Номінальна 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 лінія 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	±8×1,5
	35кВ	±2×2,5

Вимикачі 150кВ	
Тип	ВМТ-220-25/1250
	оливний
Виробник	СССР
Рік встановлення	1990
Номінальна напруга, кВ	150
Номінальний струм, А	1250
Струм відключення, кА	25
Всього по напрузі 150кВ:	1
оливні вакуумні елегазові	1 0 0

Вимикачі 35кВ

Тип	ВР35НС-35-20/1600	ВБЗЕ-35-20/1000
	вакуумний	вакуумний
Рік встановлення	2010	2006
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	1600	1000
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 35кВ:	2	1
оливні вакуумні елегазові	0 3 0	

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

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

Трансформатори напруги		
Номінальна напруга	35кВ	10кВ
Кількість	1	1
Тип	ЗНОМ-35	НОЛ-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	LTB-170-D1/B	150-SFM-40B
	елегазовий	елегазовий
Виробник	ABB	CROMPTON GREAVES LTD
Рік встановлення	2011	2014
Номінальна напруга, кВ	150	150
Номінальний струм, А	3150	3150
Струм відключення, кА	40	40
Всього по напрузі	2	1

150кВ:		
оливні вакуумні елегазові	0 0 3	

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

Вимикачі 10кВ	
Тип	ВПМ-10/630
	оливний
Рік встановлення	1987
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	630
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	7
оливні вакуумні елегазові	7 0 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	LTB-170-D1/B	3AP1FG-170
	Елегазовий	елегазовий
Виробник	ABB	Siemens

Рік встановлення	2007,2017, 2018	2005
Номінальна напруга, кВ	150	150
Номінальний струм, А	3150	3150
Струм відключення, кА	40	40
Всього по напрузі 150кВ:	5	6
оливні вакуумні елегазові	0 0 11	

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

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

Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-2	ТСР-3	ТСР-4	ТСР-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	VEOT 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 лінія 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 ТСР-1 та ТСР-2.

Дані щодо технічного стану встановленого на підстанції обладнання наведено нижче.

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

Силові 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		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	ВР35НС-20/1600
	вакуумний
Рік встановлення	2013
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	1600
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 35кВ:	10
оливні вакуумні елегазові	0 10 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	
Номінальна напруга	35кВ
Кількість	2
Тип	ЗНОМ-35

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

Короткозамикачі	
Номінальна 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
Тип		ТДТН-25000/150
Рік виготовлення / установки		2017
Потужність, МВА		25
Номінальна напруга, кВ		158/38,5/11
Номінальний струм, А		93/375,3/1313,7
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	150-SFM-40B
	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
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	2500
Струм відключення, кА	25
Всього по напрузі 35кВ:	11
оливні вакуумні елегазові	0 11 0

Вимикачі 10кВ	
Тип	HGV2141C
	Вакуумний
Рік встановлення	2016
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	630
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	3
оливні вакуумні елегазові	0 3 0

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-2
Тип	ТМГ-160/10	ТМ-160/35
Потужність, МВА	0,16	0,16

Трансформатори напруги			
Номінальна напруга	150кВ	35кВ	10кВ
Кількість	1	2	1
Тип	VEOT 170	3TJP35	ЗНОЛП 4-10

ПС 35/10кВ «Сухарная».

Підстанція введена в експлуатацію в 1973 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 “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		1972	1973
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 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 вакуумні	0 17

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-10-1	ТСР-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	
Номінальна напруга	35кВ
Кількість	2
Тип	ОД-35/600

Короткозамикачі	
Номінальна 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 лінія 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
Номінальна напруга, кВ	35/6,6	35/6,6
Номінальний 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
Номінальна напруга, кВ	10	10
Номінальний струм, А	630	1000
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 6кВ:	6	2
оливні вакуумні	0 8	

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	18ТСР	8ТСР
Тип	ТМ-20/6	ТМ-30/6
Потужність, МВА	0,02	0,03

Трансформатори напруги	
Номінальна напруга	6кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-6

Відділювачі	
Номінальна напруга	35кВ
Кількість	2
Тип	ОД-35/600

Короткозамикачі	
Номінальна 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 "Дзержинская"

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 вакуумні елегазові	0 2 0

Вимикачі 6кВ			
Тип	МГГ-10-1500	ВМГ-133/1000	ВМГ-133/600

	оливний	оливний	оливний
Рік встановлення	1962	1962	1962
Номінальна напруга, кВ	10	10	10
Номінальний струм, А	1500	1000	600
Струм відключення, кА	20	20	20
Всього по напрузі 6кВ:	2	1	15
оливні вакуумні	18 0		

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	14ТСР	1ТСР
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	ТТМ-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
Номінальна напруга, кВ	10	10
Номінальний струм, А	630	630
Струм відключення, кА	20	20
Всього по напрузі 6кВ:	13	2
оливні вакуумні	0 15	

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	2ТСР	21ТСР
Тип	ТМ-20/6	ТМ-20/6
Потужність, МВА	0,02	0,02

Трансформатори напруги	
Номінальна напруга	6кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-6

Відділювачі	
Номінальна напруга	35кВ
Кількість	2
Тип	ОД-35/600

Короткозамикачі	
Номінальна 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 вакуумні	2 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	ТСР-1	ТСР-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 вакуумні елегазові	0 2 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		Yн/Δ-11	Yн/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 вакуумні елегазові	2 4 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
Номінальна напруга, кВ	10	10	10	10	10
Номінальний 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	4ТСР	17ТСР	ТСР-35-1	ТСР-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		
Номінальна 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 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 "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	2 0

елегазові	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 напрузі 6кВ:	10	3	1	1	6	3	1
оливні вакуумні	10 15						

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	19ТСР	3ТСР
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
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	600	630
Струм відключення, кА	10	10
Всього по напрузі 35кВ:	1	1
оливні вакуумні елегазові	2 0 0	

Вимикачі 6кВ					
Тип	ВК-10/630	ВМПП-	ВМГ-	ВМГ-	ВМП-

		10/630	133/1000	133/600	10/630
	оливний	оливний	оливний	оливний	оливний
Рік встановлення	1990	1969	1962	1962	1969
Номінальна напруга, кВ	10	10	10	10	10
Номінальний струм, А	630	630	1000	600	630
Струм відключення, кА	20	20	20	20	20
Всьго по напрузі 6кВ:	1	4	2	9	1
оливні вакуумні	17 0				

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	14ТСР	5ТСР
Тип	ТМ-25/6	ТМ-25/6
Потужність, МВА	0,025	0,025

Трансформатори напруги	
Номінальна напруга	6кВ
Кількість	2
Тип	НТМИ-6

ПС 35/10кВ «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		Yн/Δ-11	Yн/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
Номінальна напруга, кВ	10	10
Номінальний струм, А	1000	630
Струм відключення, кА	25	20
Всього по напрузі 10кВ:	4	5
оливні	5	
вакуумні	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		
Номінальна 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.Росийская”.

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"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМН-6300/35	ТМН-4000/35
Рік виготовлення / установки		1985	1980
Потужність, МВА		6,3	4
Номінальна напруга, кВ		35/11	35/11
Номінальний струм, А		104/331	66/210
Схема та група з'єднань обмоток		Yн/Δ-11	Yн/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 вакуумні елегазові	3 1 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 вакуумні	9 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, %	35кВ	±8×1,5	±8×1,5

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 вакуумні елегазові	5 1 0		

Вимикачі 10кВ			
Тип	ВР1-10-20/630	ВМГ-133/600	ВПМ-10/630
	вакуумний	оливний	оливний
Рік встановлення	2015	1965	1991
Номінальна напруга, кВ	10	10	10
Номінальний 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	4ТСР	17ТСР
Тип	ТМ-30/10	ТМ-40/10
Потужність, МВА	0,03	0,04

Трансформатори напруги	
Номінальна 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,	35/6,3	35/6,3	35/10,5	35/10,5

кВ					
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 вакуумні елегазові	7 0 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	2	1	3	11	6	13	1

напрузі 6-10кВ:							
оливні	35						
вакуумні	2						

Трансформатори власних потреб		
Оперативне найменування	ТСР-1	ТСР-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		Yн/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 вакуумні елегазові	2 0 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, %	35кВ	±4×1,5	±2×2,5

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 вакуумні елегазові	1 0 0

Вимикачі 10кВ		
Тип	ВМГ-133/600	ВМГ-10 /630
	оливний	оливний
Рік встановлення	1964	1964
Номінальна напруга, кВ	10	10
Номінальний 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		
Номінальна напруга	35кВ	10кВ
Кількість	2	2
Тип	ЗНОМ-35	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Костогрызово».

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 "Костогрызово"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМ-1600/35	ТМ-1600/35
Рік виготовлення / установки		1976	1969
Потужність, МВА		1,6	1,6
Номінальна напруга, кВ		35/10,5	35/10,5
Номінальний струм, А		26,4/88	26,4/88
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	ЗАF 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 вакуумні елегазові	2 2 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 вакуумні	7 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	VTO 38P	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 вакуумні елегазові	4 0 0	

Вимикачі 10кВ			
Тип	ВМГ-10 /630	ВМГ-133/600	ВВ/TEL-10-20/630
	оливний	оливний	вакуумний
Рік встановлення			
Номінальна напруга, кВ	10	10	10
Номінальний 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	ТСР-1	ТСР-2	ТСР-3
Тип	ТМ-25/10	ТМ-25/10	ТМ-25/10
Потужність, МВА	0,025	0,025	0,025

Трансформатори напруги		
Номінальна 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 “Приволье”, 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
Номінальна напруга, кВ		35/10,5	35/10,5
Номінальний струм, А		104/331	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	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 вакуумні елегазові	4 1 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 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		
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 вакуумні елегазові	4 1 0	

Вимикачі 10кВ			
Тип	ВМГ-10 /630	ВПМ-10/630	ВВ/TEL-10-20/1000
	оливний	оливний	вакуумний
Рік встановлення	1984	1984	2013-2015
Номінальна напруга, кВ	10	10	10
Номінальний 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		
Номінальна напруга	35кВ	10кВ
Кількість	2	2
Тип	ЗНОМ-35	НТМИ-10

ПС 35/10кВ «Ивановка».

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 "Ивановка"

Силові трансформатори			
Оперативне найменування		1Т	2Т
Тип		ТМ-2500/35	ТМ-4000/35
Рік виготовлення / установки		1971	1987
Потужність, МВА		2,5	4
Номінальна напруга, кВ		35/11	35/11
Номінальний струм, А		41,2/137,5	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	С-35-М-630-10-У1	ВТ-35/600
	оливний	оливний
Рік встановлення	1983	1983
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	630	600
Струм відключення, кА	10	12,5
Всього по напрузі 35кВ:	4	1
оливні вакуумні елегазові	5 0 0	

Вимикачі 10кВ		
Тип	АК-10 /400	ВВВ-10/400
	оливний	вакуумний
Рік встановлення	1983-1985	1986-1989
Номінальна напруга, кВ	10	10
Номінальний струм, А	400	400
Струм відключення, кА	23,1	4
Всього по напрузі 10кВ:	2	6
оливні вакуумні	2 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	
Номінальна 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		Yн/Δ-11	Yн/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
Номінальний струм, А	630
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	11
оливні	0
вакуумні	11

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	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
Номінальна напруга, кВ		35/10,5	35/11
Номінальний 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
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний 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
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	630
Струм відключення, кА	20
Всього по напрузі 10кВ:	11
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	
Номінальна напруга	35кВ	10кВ
Кількість	1	2
Тип	ЗНОМ-35	НТМИ-10

Таблиця Загальна характеристика силових трансформаторів встановлених на ПС 150-35кВ АТ "Херсонобленерго"

№	Диспетчерське найменування	Тип	Рік випуску транс-форматора	Потужність номінальна обмотки, МВт (%)			Напруга номінальна обмотки, кВ			Група з'єднань обмоток	Напруга КЗ, %			Втрати КЗ, кВт			Струм ХХ, %	Втрати ХХ, кВт	Межі регулюван-ня, %
				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	2Т ПС Тягинская	ТМ-1600/35	1993	1,6		1,6	35		10	Y/Δ-11		6,5			16,5		1,1	3,6	±2×2,5
61	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
62	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
63	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
64	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
65	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
66	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
67	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
68	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
69	2Т ПС Кр.Маяк	ТМН-2500/35	1983	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,45			25		1,1	5,1	±8×1,5
70	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
71	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
72	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
73	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
74	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
75	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
76	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
77	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
78	1Т ПС Д.Брод (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМН-2500/35	1990	2,5		2,5	35		11	Y/Δ-11									
79	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
80	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
81	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
82	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
83	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
84	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
85	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
86	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
87	1Т ПС Н.Вознесеновская	ТМН-2500/35	1985	2,5		2,5	35		11	Y/Δ-11		6,64			23,5		1,1	4,3	±4×2,5
88	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
89	2Т ПС Архангельская (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМ-1600/35	1969	1,6		1,6	35		10,5	Y/Δ-11									

90	1Т ПС Высокопольская	ТМ-2500/35	1977	2,5		2,5	35		10,5	Yн/Δ-11		6,09			23,5		1	4,3	±2×2,5
91	2Т ПС Высокопольская	ТМН-2500/35	1978	2,5		2,5	35		10,5	Yн/Δ-11		6,4			23,5		1	4,3	±4×2,5
92	2Т ПС Кочубеевская	ТМН-2500/35	1989	2,5		2,5	35		11	Y/Δ-11		6,68			23,5		0,99	4,3	±4×2,5
93	1Т ПС Пограничная	ТМ-4000/35	1978	4		4	35		10,5	Yн/Δ-11		7,79			46,5		1	5,3	±2×2,5
94	1Т ПС Крещеновская	ТМ-2500/35	1980	2,5		2,5	35		10,5	Yн/Δ-11		6,11			23,5		1,1	4,3	±2×2,5
95	1Т ПС Н.Воскресеновская	ТМ-2500/35	1973	2,5		2,5	35		10,5	Yн/Δ-11		6,04			23,5		0,65	4,3	±2×2,5
96	1Т ПС Янтарная	ТМН-2500/35	1989	2,5		2,5	35		11	Y/Δ-11		6,68			23,5		0,93	4,3	±4×2,5
97	1Т ПС Пионер	ТМН-2500/35	1992	2,5		2,5	35		11	Y/Δ-11		6,77			23,5		1	4,3	±4×2,5
98	2Т ПС Пионер	ТМН-2500/35	1992	2,5		2,5	35		11	Y/Δ-11		6,74			23,5		0,65	4,3	±4×2,5
99	1Т ПС Беляевская	ТМ-2500/35	1980	2,5		2,5	35		10,5	Yн/Δ-11		6			23,5		1,1	4,3	±2×2,5
100	2Т ПС Беляевская	ТМ-2500/35	1976	2,5		2,5	35		10,5	Yн/Δ-11		6			23,5		1,1	4,3	±2×2,5
101	1Т ПС Светличная	ТМН-1600/35	1994	1,6		1,6	35		10,5	Y/Δ-11		6,7			16,5		1,01	3,25	±4×2,5
102	1Т ПС Гавриловская	ТМ-2500/35	1976	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		6,07			23,5		1,1	4,3	±2×2,5
103	1Т ПС Н.Воронцовская	ТМН-4000/35	1987	4		4	35		10,5	Y/Δ-11		7,79			33,5		1	5,6	±4×2,5
104	2Т ПС Н.Воронцовская	ТМН-4000/35	1988	4		4	35		10,5	Y/Δ-11		7,1			33,5		0,88	6,7	±4×2,5
105	1Т ПС Осокоровская	ТМ-2500/35	1983	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		6,75			23,5		0,63	4,3	±2×2,5
106	1Т ПС Золотобалковская	ТМ-2500/35	1982	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		6,25			23,5		1,1	10,2	±2×2,5
107	3Т ПС Золотобалковская	ТМН-4000/35/6	1984	4		4	35		6	Y/Δ-11		7,87			33,5		0,56	5,85	±4×2,5
108	1Т ПС Червонофлотская	ТМН-2500/35	1991	2,5		2,5	35		11	Y/Δ-11		6,76			23,5		0,7	3,8	±4×2,5
109	1Т ПС Правдино	ТМ-2500/35	1977	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		6,13			24		1,1	5,1	±2×2,5
110	1Т ПС Садово	ТМН-2500/35	1993	2,5		2,5	35		11	Y/Δ-11		6,55			23,2		1,1	5,1	±8×1,5
111	1Т ПС Киселевская	ТМ-2500/35	1976	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		6,21			24		1,1	5,1	±2×2,5
112	1Т ПС Торговая	ТМ-4000/35	1966	4		4	35		10,5	Y/Δ-5		7,24			36,1		1	6,7	±2×2,5
113	1Т ПС Батумская	ТМ-2500/35	1983	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		6,08			22,1		1,1	5,1	±2×2,5
114	1Т ПС Ш.Балка	ТМ-2500/35	1982	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		6,11			23		1,1	5,1	±2×2,5
115	2Т ПС Ш.Балка	ТМ-2500/35	1977	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		5,71			23		1,1	5,1	±1×5
116	1Т ПС Советская	ТМ-2500/35	1978	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		6,07			24,1		1,1	5,1	±2×2,5
117	2Т ПС Советская	ТМН-2500/35	1982	2,5		2,5	35		11	Y/Δ-11		6,68			23,6		1,1	5,1	±8×1,5
118	1Т ПС Прогресс	ТМН-2500/35	1991	2,5		2,5	35		11	Y/Δ-11		6,62			23,3		1,1	5,1	±4×2,5
119	1Т ПС Г.Велетень	ТМН-2500/35	1985	2,5		2,5	35		11	Y/Δ-11		6,5			23,3		1,1	5,1	±8×1,5
120	2Т ПС Г.Велетень	ТМН-2500/35	1985	2,5		2,5	35		11	Y/Δ-11		6,5			24		1,1	5,1	±8×1,5
121	1Т ПС Александровская	ТМ-2500/35	1976	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		6,09			24		1,1	5,1	±2×2,5
122	1Т ПС Чернобаевская	ТМН-4000/35	1987	4		4	35		10,5	Y/Δ-11		7,11			30		1	6,7	±8×1,5
123	2Т ПС Чернобаевская	ТМ-4000/35	1974	4		4	35		11	Y/Δ-5		7,24			37		1	6,7	±2×2,5
124	2Т ПС Музыковская	ТМ-2500/35	1976	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		6,1			24		1,1	5,1	±2×2,5
125	1Т ПС Белозерская	ТМН-4000/35	1987	4		4	35		11	Y/Δ-11		7,33			30		1	6,7	±8×1,5

126	2Т ПС Белозерская	ТМН-10000/35	2017	10		10	35		10,5	Y/Δ-11		8			60		0,55	11,5	±8×1,5
127	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
128	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
129	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
130	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
131	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
132	1Т ПС Дарьевская	ТМН-4000/35	1994	4		4	35		11	Y/Δ-11		7,27			30		1	6,7	±4×2,5
133	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
134	1Т ПС Ингулецкая	ТМН-4000/35	1983	4		4	35		11	Y/Δ-11		8,07			33,5		1	6,7	±8×1,5
135	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
136	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
137	1Т ПС Бетонверфь	ТМ-6300/35	1967	6,3		6,3	35		6,6	Y/Δ-11		7,57							±2×2,5
138	2Т ПС Бетонверфь	ТМ-6300/35	1966	6,3		6,3	35		6,6	Y/Δ-11		7,47							±2×2,5
139	1Т ПС Киндийская	ТМН-10000/35	1984	10		10	35		6,3	Y/Δ-11		7,8						14,8	±8×1,5
140	2Т ПС Киндийская	ТДНС-10000/35	1983	10		10	35		6,3	Y/Δ-11		8,2							±8×1,5
141	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
142	2Т ПС Консервная	ТДН-10000/35	1956	10		10	35		6,3	Y/Δ-11		14,2					2,4	22,4	±4×2,5
143	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
144	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
145	1Т ПС Текстильная	ТДНС-16000/35	1957	16		16	35		6,3	Y/Δ-11		10,03							±8×1,5
146	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
147	1Т ПС Дзержинская	ТДНС-16000/35	1968	16		16	35		6,6	Y/Δ-11		9,93					0,75	25,1	±4×2,5
148	2Т ПС Дзержинская	ТДНС-16000/35	1970	16		16	35		6,6	Y/Δ-11		10					0,81	20,1	±4×2,5
149	1Т ПС Заводская	ТДНС-16000/35	1987	16		16	36,75		6,3	Y/Δ-11		10,2							±8×1,5
150	2Т ПС Заводская	ТДНС-16000/35	1987	16		16	36,75		6,3	Y/Δ-11		10,1							±8×1,5
151	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
152	2Т ПС Строительная	ТМН-6300/35	1976	6,3		6,3	35		6,3	Y/Δ-11		7,39							±6×1,5
153	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
154	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
155	1Т ПС Кошевая	ТМ-6300/35	1970	6,3		6,3	35		6,3	Y/Δ-11		7,29							±2×2,5
156	2Т ПС Кошевая	ТМ-6300/35	1984	6,3		6,3	35		6,3	Y/Δ-11		7,2					0,74		±2×2,5
157	1Т ПС Островная	ТДН-10000/35	1965	10		10	35		6,6	Y/Δ-11		14,3					2,4	22,4	±4×2,5

158	2Т ПС Островная	ТДН-10000/35	1964	10		10	35		6,6	Y/Δ-11		14,2					1,2	18	±4×2,5
159	1Т ПС Северная	ТДНС-10000/35	1978	10		10	35		10,5	Y/Δ-11		7,83							±8×1,5
160	2Т ПС Северная	ТДНС-16000/35	1982	16		16	35		10,5	Y/Δ-11		9,92							±8×1,5
161	1Т ПС ТОК	ТМН-4000/35	1985	4		4	35		10,5	Y/Δ-11		7,99							±8×1,5
162	2Т ПС ТОК	ТМН-4000/35	1985	4		4	35		10,5	Y/Δ-11		8,12							±8×1,5
163	1Т ПС Солнечная	ТМН-2500/35	1985	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		6,52							±8×1,5
164	1Т ПС Сухарная	ТДНС-10000/35	1972	10		10	35		10,5	Y/Δ-11		14						15	±8×1,5
165	2Т ПС Сухарная	ТДНС-10000/35	1973	10		10	35		10,5	Y/Δ-11		13,7						16,3	±8×1,5
166	1Т ПС Камышанская	ТМН-6300/35	2018	6,3		6,3	35		10	Y/Δ-11		7,39							±4×2,5
167	2Т ПС Камышанская	ТМ-4000/35	1981	4		4	35		10,5	Y/Δ-11		7,93							±2×2,5
168	1Т ПС МИС	ТМН-4000/35	1989	4		4	35		10,5	Y/Δ-11		7,21							±4×2,5
169	2Т ПС МИС	ТМН-4000/35	1992	4		4	35		10,5	Y/Δ-11		7,48					0,9	5,6	±4×2,5
170	1Т ПС Антоновская	ТМ-1000/35	1976	1		1	35		10,5	Y/Δ-11		6,4							±2×2,5
171	2Т ПС Антоновская	ТМ-4000/35		4		4	36,75		6,3	Y/Δ-11		7,93							±2×2,5
172	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
173	2Т ПС Чаплынская (не задіяний в схе-мі нормального режиму)	ТМ-4000/35	1970	4		4	35		10	Y/Δ-11									
174	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
175	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
176	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
177	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
178	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
179	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
180	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
181	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
182	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
183	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
184	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
185	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
186	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
187	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
188	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
189	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
190	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
191	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

192	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
193	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
194	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									
195	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
196	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
197	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
198	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
199	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
200	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
201	2Т ПС Отрадовка	ТМ-1600/35	1967	1,6		1,6	35		10,5	Yo/Δ-11		6,01			33,5		1,3	3	±2×2,5
202	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
203	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
204	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
205	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
206	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
207	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
208	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
209	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
210	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
211	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
212	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
213	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
214	3Т М.Лепетиха (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТАМ-1800/35	1961	1,8		1,8	35		10,5	Yн/Δ-11									
215	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
216	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
217	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
218	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
219	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
220	2Т Первомаївка (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМ-1000/35	1968	1		1	35		10,5	Yн/Δ-11									
221	1Т Самійлівка	ТМН-2500/35	1985	2,5		2,5	35		11	Yн/Δ-11		6,69			25		1,1	5,1	±8x1,5
222	2Т Самійлівка (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМН-2500/35	1985	2,5		2,5	35		11	Yн/Δ-11									
223	1Т Ушкалка (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМН-1800/35	1966	1,8		1,8	35		10,5	Yн/Δ-11									

224	2Т Ушкалка	ТМ-2500/35	1981	2,5		2,5	35		10,5	Yн/Δ-11		6,14			25		1,1	5,1	±2х2,5
225	1Т В.Рогачик	ТМН-4000/35	1981	4		4	35		11	Yн/Δ-11		7,95			33,5		1	6,7	±6х1,5
226	2Т В.Рогачик	ТМН-4000/35	1981	4		4	35		11	Yн/Δ-11		7,93			33,5		1	6,7	±6х1,5
227	1Т ПС Ивановская	ТМ-2500/35	1971	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		6,11			26		1,1	5,1	±2×2,5
228	2Т ПС Ивановская	ТМН-4000/35	1987	4		4	35		11	Y/Δ-11		7,28			33,5		1	6,7	±2×2,5
229	1Т ПС Дружбовская	ТМ-4000/35	1973	4		4	35		11	Y/Δ-11		8,01			33,5		1	6,7	±2×2,5
230	1Т ПС Благодатская	ТМ-2500/35	1972	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		8,09			26		1,1	5,1	±2×2,5
231	2Т ПС Благодатская	ТМ-2500/35	1972	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		6,21			26		1,1	5,1	±2×2,5
232	1Т ПС Трофимовская	ТМ-2500/35	1972	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		6,12			26		1,1	5,1	±2×2,5
233	1Т ПС Фрунзенская	ТМ-4000/35	1979	4		4	35		11	Y/Δ-11		7,32			33,5		1	6,7	±2×2,5
234	1Т ПС Н-Серогозы	ТМН-4000/35	1984	4		4	35		11	Y/Δ-11		7,28			33,5		1	6,7	±8×1,5
235	2Т ПС Н-Серогозы	ТМ-2500/35	1970	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		6,11			26		1,1	5,1	±2×2,5
236	1Т ПС Степная	ТМ-2500/35	1981	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		6,03			26		1,1	5,1	±2×2,5
237	2Т ПС Степная	ТМ-1600/35	1965	1,6		1,6	35		10,5	Y/Δ-11		6,41			26		1,1	5,1	±2×2,5
238	1Т ПС П-Покровка	ТМ-2500/35	1985	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		6,59			26		1,1	5,1	±2×2,5
239	2Т ПС П-Покровка	ТМ-2500/35	1981	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		6,16			26		1,1	5,1	±2×2,5
240	1Т ПС Верби	ТМ-1600/35	1967	1,6		1,6	35		10,5	Y/Δ-11		6,45			22		1,1	5,38	±2×2,5
241	2Т ПС Верби	ТМ-2500/35	1980	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		6,23			26		1,1	5,1	±2×2,5
242	1Т ПС КХП	ТМ-2500/35	1980	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		6,45			26		1,1	5,1	±2×2,5
243	2Т ПС КХП (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМ-2500/35	1981	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11									
244	1Т ПС Лесная	ТМН-4000/35	2013	4		4	35		10,5	Y/Δ-11		7,38			33,58		0,13	3,67	±4×2,5
245	2Т ПС Лесная	ТМН-6300/35	1985	6,3		6,3	35		10,5	Y/Δ-11		7,28			45,2		0,66	7,38	±6х1,5
246	1Т ПС Раденская	ТМН-2500/35	1984	2,5		2,5	35		11	Y/Δ-11		6,48			22,3		1,22	5,43	±6х1,5
247	1Т ПС Б.Копани	ТМН-2500/35	1969	2,5		2,5	35		11	Y/Δ-11		6,5			22,3		1,21	5,58	±6х1,5
248	2Т ПС Б.Копани	ТМН-4000/35	1983	4		4	35		11	Y/Δ-11		6,48			22,3		1,24	5,47	±6х1,5
249	1Т ПС Тарасовка	ТМ-1000/35	1971	1		1	35		10,5	Y/Δ-11		6,33			18,5		1,13	4,81	±2×2,5
250	2Т ПС Тарасовка	ТМН-2500/35	1988	2,5		2,5	35		11	Y/Δ-11		6,63			22,8		1,25	5,53	±4х2,5
251	1Т ПС Брилевка	ТМ-4000/35	1968	4		4	35		10,5	Y/Δ-11		7,82			22,4		1,22	5,42	±2×2,5
252	2Т ПС Брилевка	ТМН-4000/35	1983	4		4	35		11	Y/Δ-11		7,38			22,3		1,87	5,25	±6х1,5
253	1Т ПС Подокалиновка	ТМ-2500/35	1980	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		6,45			26		1,1	5,1	±2×2,5
254	2Т ПС Подокалиновка	ТМ-1600/35	1984	1,6		1,6	35		10,5	Y/Δ-11		6,47			22,3		1,23	5,38	±2×2,5
255	1Т ПС Ст.Маячка	ТМ-2500/35	1970	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		6,45			26		1,1	5,1	±2×2,5
256	2Т ПС Ст.Маячка	ТМ-1600/35	1986	1,6		1,6	35		10,5	Y/Δ-11		6,25			23,2		1,24	5,22	±2×2,5
257	1Т ПС Н.Маячка	ТМ-4000/35	1979	4		4	35		10,5	Y/Δ-11		7,82			22,4		1,22	5,42	±2×2,5
258	2Т ПС Н Маячка	ТМ-4000/35	1979	4		4	35		10,5	Y/Δ-11		7,78			22,7		1,26	5,24	±2×2,5

259	1Т ПС К.Лагеря	ТМ-2500/35	1967	2,5		2,5	35		10,5	Y/Δ-11		5,96			21,9		1,25	5,42	±2×2,5
260	2Т ПС К.Лагеря	ТМН-2500/35	1986	2,5		2,5	35		11	Y/Δ-11		6,83			22,7		1,27	5,26	±6х1,5
261	1Т ПС Костогрызово	ТМ-1600/35	1976	1,6		1,6	35		10,5	Y/Δ-11		6,37			22,8		1,22	5,3	±2×2,5
262	2Т ПС Костогрызово	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
263	1Т ПС Мост (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМ-4000/35	1978	4		4	35		10,5	Y/Δ-11									
264	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
265	2Т ПС Стрелковое	ТМН-4000/35	2012	4		4	35		10,5	У/Д-11		7,26			33,5		0,9	5,6	±4×2,5
266	1Т ПС Счастливцево	ТДНС-10000/35	1978	10		10	36,7		11	Ун/Д-11		8			60,1		0,75	11,5	±8×1,5
267	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
268	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
269	1Т ПС Геническая	ТДНС-10000/35	1991	10		10	36,7		11	Ун/Д-11		7,99			60		0,8	12	±8×1,5
270	2Т ПС Геническая	ТДНС-10000/35	2014	10		10	36,7		11	Ун/Д-11		7,91			60		0,8	12	±8×1,5
271	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
272	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
273	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
274	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
275	2Т ПС Н-Григорьевская	ТМН-1000/35	1973	1		1	35		10,5	У/Д-11		6,38			11,6		1,4	2,1	±6х1,5
276	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
277	2Т ПС Викторовка (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМН-2500/35		2,5		2,5	35		11	Ун/Д-11									
278	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
279	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
280	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
281	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
282	1Т ПС Богдановка	ТМ-2500/35	1987	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,28			25		1,1	4,2	±2×2,5
283	1Т ПС Заозерное	ТМН-2500/35	1977	2,5		2,5	35		11	Y/Δ-11		6,67			26,7		1	3,7	±4х1,25%
284	1Т ПС Каменка	ТМН-2500/35	1973	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,65			26,48		1	3,7	±8×1,5
285	2Т ПС Каменка	ТМ-2500/35	1963	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		5,88			25,2		1,1	4,8	±2×2,5
286	1Т ПС Коробки	ТМН-2500/35	1984	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,63			26,2		1	3,7	±6×1,5
287	2Т ПС Коробки	ТМ-1000/35	1955	1		1	35		10	Y/Δ-11		6,4			19,2		1,13	4,79	±1×5
288	1Т ПС Кр.Перекоп	ТМ-1600/35	1972	1,6		1,6	35		10	Yн/Δ-11		6,6			22		1,22	5,2	±2×2,5
289	2Т ПС Кр.Перекоп	ТМ-2500/35	1970	2,5		2,5	35		10	Yн/Δ-11		5,88			26		1	5,1	±2×2,5
290	1Т ПС Кр.Херсонщины	ТМ-6300/35	1980	6,3		6,3	35		10	Y/Δ-11		7,95			44,5		0,8	6,2	±2×2,5
291	2Т ПС Кр.Херсонщины	ТМ-4000/35	1980	4		4	35		10	Yн/Δ-11		7,69			32,2		0,9	5,6	±2×2,5
292	1Т ПС Любимовка	ТМН-4000/35	1986	4		4	35		10	Y/Δ-11		7,15			33,5		0,9	5,4	±4х1,5%

293	2Т ПС Любимовка	ТМН-4000/35	1986	4		4	35		10	Y/Δ-11		7,2			33,5		0,9	5,39	±4х1,5%
294	1Т ПС НС-3 МК	ТАМ-1800/35	1963	1,8		1,8	35		10,5	Y/Δ-11		5,99			24		1,2	5,7	±1×5
295	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
296	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
297	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
298	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
299	1Т ПС НС-6 МК	ТМ-1600/35	1973	1,6		1,6	35		10	Yн/Δ-11		6,26			21,6		1,22	4,1	±2×2,5
300	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
301	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
302	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
303	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
304	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
305	2Т ПС Чернянка	ТМН-4000/35	1990	4		4	35		10	Y/Δ-11		7,2			34		0,9	5,4	±8×1,5
306	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
307	1Т ПС Каховка	ТДНС-10000/35	1978	10		10	35		6	Yн/Δ-11		7,95			60		0,75	11,5	±8×1,5
308	2Т ПС Каховка	ТД-15000/35	1952	15		15	35		6	Yн/Δ-11		8,55			48		0,7	14,3	±2×2,5
309	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
310	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
311	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
312	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
313	2Т ПС Ольгино	ТМН-2500/35	1988	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		7,12			26,2		1	5,1	±4х1,25%
314	1Т ПС Каиры	ТМН-2500/35	1985	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11		6,59			25,8		1	5,1	±4х1,25%
315	1Т ПС Горностаевка	ТМН-4000/35	1991	4		4	35		10	Y/Δ-11		6,62			33,1		0,9	5,4	±4х1,25%
316	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
317	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
318	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
319	1Т ПС ГОС (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМ-1800/35	1974	1,8		1,8	35		10	Y/Δ-11									
320	2Т ПС ГОС (не задіяний в схемі нормального режиму)	ТМ-2500/35	1974	2,5		2,5	35		10	Y/Δ-11									
321	1Т ПС Голопристанская	ТДНС-16000/35	2008	16,0		16,0	35		10,5	у/д-11		8			90		0,6	21	±8×1,5
322	2Т ПС Голопристанская	ТДНС-10000/35	2013	10,0		10,0	35		10,5	у/д-11		7,5			65		0,8	14,5	±8×1,5
323	1Т ПС Ж.Порт	ТДНС-10000/35	1991	10,0		10,0	35		11	у/д-11		7,5			65		0,8	14,5	±8×1,5
324	2Т ПС Ж.Порт	ТДНС-10000/35	1991	10,0		10,0	35		11	у/д-11		7,5			65		0,8	14,5	±8×1,5
325	1Т 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

326	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
327	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
328	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
329	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
330	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
331	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
332	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
333	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
334	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
335	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
336	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
337	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
338	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
339	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
340	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
341	1Т ПС Скадовская	ТДНС-10000/35	1992	10		10	36,75		10,5	Ун/Д-11		7,58							±8×1,5%
342	2Т ПС Скадовская	ТДНС-10000/35	1980	10		10	36,75		10,5	Ун/Д-11		7,99							±8×1,5%
343	1Т ПС Красная	ТМ-4000/35	1973	4		4	35		10,5	Ун/Д-11		7,8							±2×2,5%
344	2Т ПС Красная	ТМ-4000/35	1980	4		4	35		10,5	Ун/Д-11		7,68							±2×2,5%
345	1Т ПС Новоросийская	ТМ-2500/35	1978	2,5		2,5	35		10,5	Ун/Д-11		6,18							±2×2,5%
346	2Т ПС Новоросийская	ТМ-2500/35	1978	2,5		2,5	35		10,5	Ун/Д-11		6,13							±2×2,5%
347	1Т ПС Молодежная	ТМН-6300/35	1985	6,3		6,3	35		11	Ун/Д-11		7,69							±8×1,5%
348	2Т ПС Молодежная	ТМН-4000/35	1980	4		4	35		11	Ун/Д-11		7,7							±6×1,5%
349	1Т ПС Н.Новониколаевка	ТМ-2500/35	1980	2,5		2,5	35		10,5	Ун/Д-11		6,15							±2×2,5%
350	2Т ПС Н.Новониколаевка	ТМН-4000/35	1982	4		4	35		11	Ун/Д-11		7,89							±6×1,5%
351	1Т ПС Михайловка	ТМ-2500/35	1983	2,5		2,5	35		10,5	У/Д-11		6,35							±2×2,5%
352	1Т ПС Широкая	ТМН-2500/35	1991	2,5		2,5	35		11	Ун/Д-11		6,74							±4×2,5%
353	1Т ПС Приморская	ТМН-2500/35	1985	2,5		2,5	35		11	У/Д-11		6,63							±8×1,25%
354	2Т ПС Приморская	ТМ-4000/35	1977	4		4	35		10,5	У/Д-11		8,04							±2×2,5%
355	1Т ПС Береговая	ТМН-2500/35	1988	2,5		2,5	35		11	Ун/Д-11		6,7							±4×2,5%
356	2Т ПС Береговая	ТМН-2500/35	1987	2,5		2,5	35		11	Ун/Д-11		6,52							±4×2,5%
357	1Т ПС Грушевка	ТМ-2500/35	1971	2,5		2,5	35		10,5	Ун/Д-11		6,13							±2×2,5%
358	2Т ПС Грушевка	ТМ-1600/35	1984	1,6		1,6	35		10,5	Ун/Д-11		6,28							±2×2,5%
359	1Т ПС Таврия	ТМ-2500/35	1980	2,5		2,5	35		10,5	Ун/Д-11		6,34							±2×2,5%
360	2Т ПС Таврия	ТМН-4000/35	1993	4		4	35		11	Ун/Д-11		7,27							±4×2,5%
361	1Т ПС Птаховка	ТМ-2500/35	1984	2,5		2,5	35		10,5	Ун/Д-11		6,26							±2×2,5%
362	1Т ПС Морская	ТМ-2500/35	1980	2,5		2,5	35		10,5	Ун/Д-11		6,15							±2×2,5%
363	2Т ПС Морская	ТМН-4000/35	1980	4		4	35		11	Ун/Д-11		7,5							±6×1,5%

18.2. Технічний стан повітряних ліній 35-150 кВ

В АТ «Херсонобленерго» експлуатується 29 повітряних ліній класу напруги 150 кВ протяжністю по трассі 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	обре, км	Потребує капремонту	Потребує реконструкції	Потребує повної заміни
СВЕМ	925,293	828,483	12,2	84,61	0
РАЗОМ	925,293	828,483	12,2	84,61	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, 68-112) АСУ-300 (65-68)	24	24
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:

№ 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-Строительная1,2»	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-Комсомольская1,2	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	1977	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-Надднепрянский	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
	Дудчино-НС-8 по МК (Дудчино-Подовое)	1972	АС-95	2,52	2,52
79 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
	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
91	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

	Отп. к НС-2 по Р-1-1 от Дудчино-Черноморовка	1976	АС-120	0,1	0,1
98	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
	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
145	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 Тимофеевка-Акимовка (Восток 1)	1978	АС-120	22,19	22,19
162	Отп. К НС-36 от	1977	АС-120	0,1	0,1

	Тимофеевка-НС-49 Тимофеевка-Акимовка				
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 (Восток-2)	1978	АС-185	7,35	7,35
181	Степная-Фрунзе	1975	АС-95	25,02	25,02
182	Рубановка-П.Покровка	1970	АС-120 (1-24)	33,04	33,04

			АС-95 (24-180)		
183	П.Покровка-КХП	1964	АС-95	16,03	16,03
184	КХП-Вербы	1968	АС-95	21,16	21,16
185	Вербы-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
195112	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.Вознесеновка	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	Марьинская 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-Н.Воскресеновская	1986	АС-150	20,25	20,25
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-Счастливцево	1974	АС-95	8,94	8,94
308	Счастливцево-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-	1976	АС-120	9,61	9,61

	Новороссийская				
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 РЗА на ПС 35/10(6)кВ

В АТ «Херсонобленерго» експлуатується 198 підстанцій класу напруги 35/10 кВ. Дані підстанції виконують основне живлення енергосистеми області.

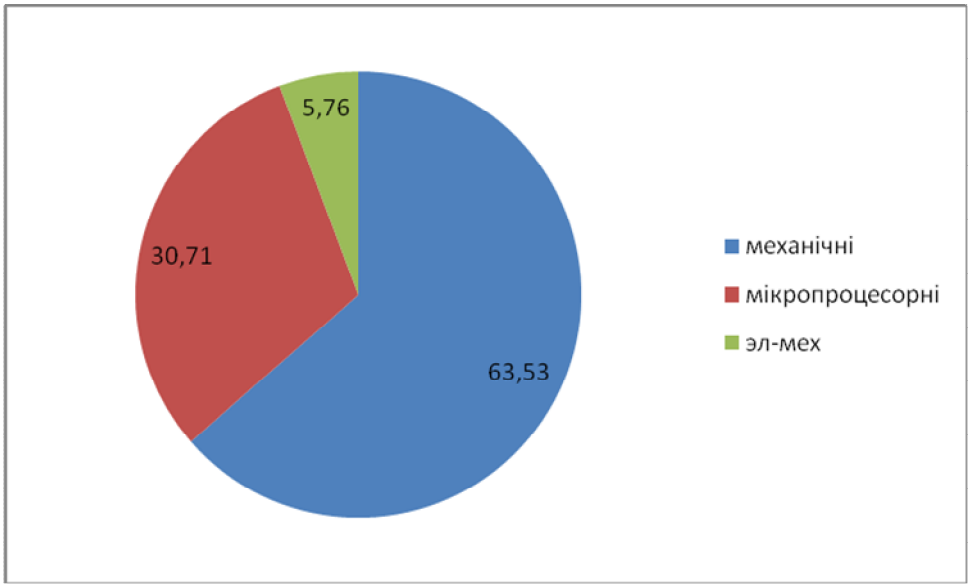
Підстанції обладнані комплектами релейного захисту й автоматики для устаткування класів напруги 35кВ та 6 (10)кВ. Встановлені комплекти захистів мають широкий спектр використаного обладнання починаючи з механічних, які встановленні у далекому 1957 році, електромеханічні (які є проміжною ланкою між механічними та мікропроцесорними пристроями, і нажаль не мають високої надійності в роботі, що пов'язано зі значною кількістю виходу з ладу), закінчуючи сучасними мікропроцесорними захистами.

Детальний аналіз показує не значне, але 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.

Таблиця 1 приводиться перелік підстанцій 35кВ з вказівкою кількості встановлених комплектів релейного захисту на кожен клас напруги, та окрему кількість механічних, електромеханічних та мікропроцесорних пристроїв.

ПС	механічні	мікропроцесорні	эл-мех	Загольна кількість
ПС 35/10(6)	1444	698	131	2273
відсоткове відношення %	63,53	30,71	5,76	

Таблиця 1 відсоткове відношення пристроїв РЗА встановлених на ПС 35кВ АТ «ХОЕ»

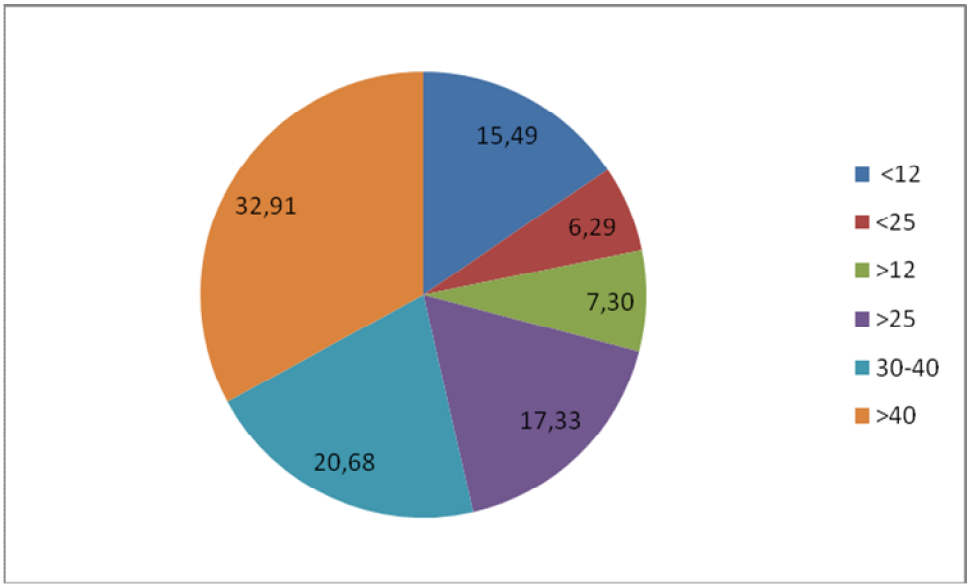


Мал..1 Діаграма відсоткового відношення типу встановленого обладнання на ПС 35/10(6)кВ

У таблиці 2 наведені відсоткове відношення старіння пристрої РЗА які експлуатуються у АТ «ХерсонОблЕнерго» на підстанціях 35кВ

Таблиця 2

	Пристрої РЗА						усього
ПС	<12	<25	>12	>25	30-40	>40	
ПС 35/10 (6)	352	143	166	394	470	748	2273
Відсоти %	15,49	6,29	7,30	17,33	20,68	32,91	



Мал.3 Діаграма відсоткового відношення таріння встановленого обладнання РЗА на ПС 35/10(6)кВ

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 3. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Б.Остров (Голопристанські РЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВВОД 35КВ — 1Т-4МВА	35	Механічний (РТ-40/20;РП-341 РВМ-13)						1984
Ввод10кВ – 1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)			+			2008
Ф-931	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)			+			2008
Ф-932	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)			+			2008
Ф-933	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)			+			2008
Ф-934	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)			+			2008
яч.8 «Нибулон»	10	мікроПроцесорний (МРЗС-05Л)		+				2008
ТН-10-1	10	запобіжник						1984

Арк.

Таблиця № 4. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Бехтери (Голопристанські РЕМ)

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)					1978
Ввод 35кВ-2Т 2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/20)						1978
ВМ-35кВ «Ж.Порт»	35	Механічний (РТ-40/20)						1978
Ввод 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2010
Ввод 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2010
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2010
Ф-861	10	Мікроелектронний (REST-2,4)			+			2010
Ф-862	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)			+			2010

Продовження табл. 4

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ф-863	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)			+			2010
Ф-864	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)			+			2010
Ф-865	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)			+			2010
Ф-866	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2010
ТН-10-1	10	запобіжник						1978
ТН-10-2	10	запобіжник						1978

Таблиця № 5. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Большевик (Голопристанські РЕМ)

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)						1987
Ввод 10кВ 1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2012
Ф-961	10	Мікроелектронний (REST-2,4)			+			2012
Ф-962	10	Мікроелектронний (REST-2,4)			+			2012
Ф-963	10	Мікроелектронний (REST-2,4)			+			2012
ТН-10-1	10	запобіжник						1987

Таблиця № 6. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 В.Дружина (Голопристанські РЕМ)

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, РВМ)					1978
ВМ-35кВ «Геройск»	35	Мікроелектронний (REST-2,4)			+			2008
Ф-872	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)			+			2007
Ф-874	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)			+			2007
Ф-875	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)			+			2007
ТН-10-1	10	запобіжник						1978

Таблиця № 7. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Геройская (Голопристанські РЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввод 35кВ 1Т-2,5мВА	35	Механічний (РТ-40, РП-341, РВМ-12)						1967
Ввод 10кВ 1Т	35	Мікроелектронний (РС-80М-14)						2011
Ф-831	35	Мікроелектронний (РС-80М-14)			+			2011
Ф-832	35	Мікроелектронний (REST-2,4)			+			2011
Ф-833	35	Мікроелектронний (REST-2,4)			+			2011
ТН-10-1	10	запобіжник						1967

Таблиця № 8. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Гладковка (Голопристанські РЕМ)

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)						1989
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/20)						1989
Ввод 10кВ 1Т	35	Мікроеленктроний (РС-80М2-14)						2007
Ф-891	35	Мікроеленктроний (РС-80М2-14)			+			2007
Ф-892	35	Мікроеленктроний (РС-80М2-14)			+			2007
Ф-893	10	Мікроеленктроний (РС-80М2-14)			+			2007
Ф-896	10	Мікроелектронний (RTEST2.4)			+			2007
ТН-10-1	10	запобіжник						1989

Таблиця № 9. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Голопристанская (Голопристанські РЕМ)

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-40/10)					1964
Ввод 35кВ-2Т-10мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/10)					1964
СМВ-35кВ	35	Механічний (КЗ-37)						1964
ВМ-35 Б.Остров	35	Механічний (РТ-40/10)						1964
Ввод 10кВ-1Т	10	Механічний (РС-80М2-8)						2009
Ввод 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-8)						2009
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (РТ-40/10 РСВ-13 , РП-341)						1964
ВМ-10-2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-8)						2009
Ф-801	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)			+			2009
Ф-802	10	Мікроелектронний (REST-2.4)			+			2009
Ф-803	10	Мікроелектронний (REST-2.4)			+			2009

Продовження таблиці9

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ф-804	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)			+			2009
Ф-805		Мікроелектронний (REST-2.4)			+			2009
Ф-806	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)			+			2009
Ф-807	10	Мікроелектронний (REST-2.4)			+			2009
Ф-808	10	Мікроелектронний (REST-2.4)			+			2009
Ф-809	10	Мікроелектронний (РС-80М2)			+			2009
Ф-8010	10	Мікроелектронний (РС-80М2)			+			2009
Ф-8011	10	Мікроелектронний (REST-2.4)			+			2009
Ф-804	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)			+			2009
Ф-805	10	Мікроелектронний (REST-2.4)			+			2009
Ф-806	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)			+			2009
Ф-8012	10	Механічний (РТ-40/10)						1964
Ф-8013	10	Мікроелектронний (REST-2.4)			+			2009
Ф-8014	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)						2009
Ф-8015	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)						2009
ТН-10-1	10	запобіжник						1964
ТН-10-2	10	запобіжник						1964

Таблиця № 10. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Долматовка (Голопристанські РЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввод 35кВ-1Т 4мВА	35	Мікроелектронний (РС-80М2)						2009
Ввод 35кВ-2Т- 2,5мВА	35	Мікроелектронний (РС-80М2)						2009
ВЛ-35кВ Сов. Азербайджан	35	Механічний (РТ-40/10)						1966
Ввод 10кВ-1Т	35	Механічний (РС-80М2)						2009
2015	35	Механічний (РС-80М2)						2009
2015	10	Мікроелектронний (РС-80М2)						2009
2015	10	Мікроелектронний (РС-80М2)			+			2009
2015	10	Мікроелектронний (РС-80М2)			+			2009
1960	10	Мікроелектронний (РС-80М2)			+			2009
1960	10	Мікроелектронний (РС-80М2)			+			2009
1960	10	Мікроелектронний (РС-80М2)			+			2009
Ф-816	10	Мікроелектронний (REST-2/4)			+			2009
Ф-819	10	Мікроелектронний (РС-80М2)			+			2009
ТН-10-1	10	запобіжник						1966
ТН-10-2	10	запобіжник						1966

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 11. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Александровка (ХМЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввід 35кВ-1Т 2500	35	Механічний (РТ-40/20, РП-341, РСВ_13-18)	-					1982
Ввід 10кВ 1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-	+				2005
СМВ-35 кВ	35	Механічний (РТ-40/10)	-					1982
СМВ-10 кВ	10	Механічний (РТВ-1)	-					1982
яч. 1 Л-571	10	Механічний (РТ-85/1)	-					1982
яч. 6 Л-573	10	Механічний (РТ-85/1)	-					1982
яч. 7 Л-574	10	Механічний (РТ-85/1)	-					1982
яч. 5 ТН-1	10	запобіжник	-					1982
ЯЧ.2 ТСР-1	10	запобіжник	-					1982

Арк.

Таблиця № 12. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Батумская (ХМЕМ)

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, РП-341, РСВ-13-18)	-					1984
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (REST-2, 4)	-	+				2010
яч. 6 Л-651	10	Мікроелектронний (RT-200.4)	-					2015
яч. 5 Л-652	10	Мікроелектронний (RT-200.4)	-					2015
яч. 4 Л-653	10	Мікроелектронний (RT-200.4)	-					2015
ЯЧ. 1 ТСР-1	10	запобіжник	-					1984
яч. 3 ТН-1	10	запобіжник	-					1984

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 13. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Белозерская (ХМЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввід 35кВ -1Т -4мВА	35	Механічний (РТ-40/10, РП-361 РСВ-13-18)						1987
Ввід 35кВ -2Т -10,0мВА	35	Мікропроцесорний (РС83-А2М)	Мікропроцесорний (РС83-ДТ2)					2017/2017
Ввід 10кВ -1Т		Мікропроцесорний (РС-80МР)		+				2017
Ввід 10кВ -2Т		Мікропроцесорний (РС-80МР)		+				2017
ПЛ-35 Комишани	35	Механічний (РТ-40/10, РП-341 РСВ-13-18)						1977
ПЛ-35 НС-2	35	Мікропроцесорний (РС-80/2М-14)						2018
ВЛ-35 Г. Велетень	35	Мікропроцесорний (РС-80/2М-14)						2018
ТН-35-1	35	відсутній						2005
яч. 1а Л-ФЕС	10	мікропроцесорний		+				2017
яч. 1 Л-501	10	Мікроелектронний (REST-2,4)						2012

Арк.

Продовження таблиці14

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
яч. 9 Л-502	10	Мікроелектронний (REST-2,4)						2012
яч. 12 Л-503	10	Мікроелектронний (REST-2,4)						2012
яч. 11 Л-504	10	Мікроелектронний (REST-2,4)						2012
яч. 2 Л-505	10	Мікроелектронний (REST-2,4)						2012
яч. 7 СВВ-10	10	Мікропроцесорний (РС-80МР)						2017
ЯЧ. 14 ТСР-1	10	запобіжник						1977
ЯЧ. 4 ТСР- 2	10	запобіжник						1977
яч. 10 ТН-1	10	запобіжник						1977
яч. 6 ТН-2	10	запобіжник						1977

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 15. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 “Восточная” (ХМЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввід 35кВ – 1Т – 6,3мВА	35	Мікропроцесорний (ZX520)	Мікропроцесорний (ZX122)					2013/2013
Ввід 35кВ – 2Т – 6,3мВА	35	Мікропроцесорний (ZX520)	Мікропроцесорний (ZX122)					2012/2012
СМВ-35	35	Механічний (РТ-40/10 РСВ-13;РП-341)	-					1982
Ввід 10кВ – 1Т	10	Мікроелектронний (REST-2,4)	-	+				2013
Ввід 10кВ – 2Т	10	Мікроелектронний (REST-2,4)	-	+				2012
яч. 1 КЛ-607	10	Мікропроцесорний (МРЗС-05Л)	-	+				2016
яч. 2 Л-602	10	Мікроелектронний (РС-80МР)	-					2018
яч. 6 Л-601	10	Мікропроцесорний (РС-80МР)	-					2018
яч. 9 КЛ-604	10	Мікропроцесорний (МРЗС-05Л)	-	+				2013
яч. 12 Л-605	10	Мікропроцесорний (МРЗС-05Л)	-	+				2013
яч. 13 Л-603	10	Механічний (РТВ-1)	-					1982

Арк.

Продовження таблиці16

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
яч. 17 КЛ-606	10	Мікропроцесорний (МРЗС-05Л)	-	+				2016
яч. 10 СМВ-10	10	Мікроелектронний (RT-204)	-					2013
ЯЧ. 5 ТСР-1	10	запобіжник	-					1982
ЯЧ. 15 ТСР- 2	10	запобіжник	-					1982
яч. 3 ТН-1	10	запобіжник	-					1982
яч. 14 ТН-2	10	запобіжник	-					1982

Таблиця № 5. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Г. Велетень (ХМЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввід 35кВ–1Т-2500кВА	35	Механічний (РТ-40/20, РП-341, РСВ-13)	-					1985
Ввід 35кВ – 2Т-2500кВА	35	Механічний (РТ-40/20, РП-341, РСВ-13)	-					1985
Ввід 10кВ -1Т	10	Мікроелектронний (REST-2,4)	-	+				2012
Ввід 10кВ – 2т	10	Мікроелектронний (RT.204)	-	+				2012
яч. 5 Л-773	10	Мікроелектронний (REST)	-					2015
яч. 10 Л-775	10	Механічний (РТ-85/1)	-					1985
яч. 12 Л-776	10	Механічний (РТ-85/1)	-					1985
яч. 15 Л-777	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2013
яч. 16 Л-778	10	Механічний (РТВ-1)	-					1985
яч. 8 СМВ-10	10	Мікроелектронний (RT.204)	-					2012

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ. 4 ТСР-1	10	запобіжник	-					1985
ЯЧ. 13 ТСР- 2	10	запобіжник	-					1985
яч. 6 ТН-1	10	запобіжник	-					1985
яч. 11 ТН-2	10	запобіжник	-					1985

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 6. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Дарьевская (ХМЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввід 35кВ -1Т -4,0мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20)					2004/1970
Ввід 35кВ – 2Т -3,2мВА	35	Мікроелектронний (РС-80М2-5)						1970
СМВ-35	35	мікропроцесорний						2018
Ввід 10кВ – 1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				2013
Ввід 10кВ -2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				2013
яч. 8 Л-551	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2013
яч. 16 КЛ-552	10	Мікроелектронний (REST)						2014
яч. 14 КЛ-554	10	Механічний (РТ-85/1)						1970
яч. 17 Л-555	10	Мікроелектронний (RT-200.4)						2014
яч. 15 Л-556	10	Мікроелектронний (РС83-А2.0)						2014
яч. 7 КЛ-557	10	Мікроелектронний (RT-200.4)						2015

Арк.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
яч. 2 КЛ-559	10	Мікроелектронний (RT-200.4)						2015
яч. 1 КЛ-5510	10	Мікроелектронний (RT-200.4)						2015
яч. 18 КЛ-5511	10	Механічний (РТВ-1)						1970
яч. 9 СМВ-10	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2013
ЯЧ. 11 ТСР-1	10	запобіжник						1970
ЯЧ. 4 ТСР- 2	10	запобіжник						1970
яч. 10 ТН-1	10	запобіжник						1970
яч. 5 ТН-2	10	запобіжник						1970

Таблиця № 7. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Ингулецкая (ХМЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВВІД 35КВ – 1Т 4,0МВА	35	Механічний (КЗ-37)						1975
Ввід 10кВ – 1Т 4,0мВА	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				2005
яч. 13 Л-591	10	Механічний (РТ-85/1)						1975
яч. 5 Л-592	10	Механічний (РТВ-4)						1975
яч. 9 Л-593	10	Механічний (РТ-85/1)						1975
яч. 8 Л-594	10	Механічний (РТ-85/1)						1975
яч. 3 Л-595	10	Механічний (РТВ-1)						1975
яч. 6 СМВ-10	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2013
ЯЧ. 1 ТСР-1	10	запобіжник						1975
яч. 4 ТН-1	10	запобіжник						1975

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 8. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Прогресс (ХМЕМ)

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)	-					2000
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-	+				2010
яч. 5 Л-511	10	Механічний (РТВ-1)	-					1973
яч. 4 Л-513	10	Механічний (РТВ-1)	-					1973
ЯЧ. 2 ТСР-1	10	запобіжник	-					1973
яч. 3 ТН-1	10	запобіжник	-					1973

Арк.

Таблиця № 9. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Киселевская (ХМЕМ)

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,РП-341, РСВ-13-18)	-					2018
СВВ-35	35	Мікропроцесорний (РС-80М2М-14)	-					2018
ВВ-35 Музиківка	35	Мікропроцесорний (REST-2,4)	-					2018
ВВ-35 ФЕС	35	Мікропроцесорний (РС-80-АВ2)	-	+				2018
ТН-35-2	35	запобіжник	-					2018
Ввід 10кВ – 1Т	10	Мікропроцесорний (REST-2,4)	-	+				2018
яч. 1 Л-611	10	Механічний (РТВ-4)	-					1976
яч. 5 Л-612	10	Мікроелектронний (РТ-200)	-					2018
яч. 6 Л-613	10	Мікроелектронний (РТ-200)	-					2018
ЯЧ. 3 ТСР-1	10	запобіжник	-					1976
яч. 2 ТН-1	10	запобіжник	-					1976

Таблиця № 10. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Садово (ХМЕМ).

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, РП-341, РВМ-12)						1995
Ввід 10кВ – 1Т	10	Мікропроцесорний (REST 2,4)		+				2018
яч. 6 Л-761	10	Механічний (РТ-85/1)						1995
яч. 7 Л-762	10	Механічний (РТВ-1)						2008
яч. 2 Л-763	10	Механічний (РТВ-1)						2010
ЯЧ. 5 ТСР-1	10	запобіжник						1995
яч. 3 ТН-1	10	запобіжник						1995

Таблиця № 11. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Музиковка (ХМЕМ)

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,РП-341, РСВ-13-18)						1988
СМВ-35	35	Механічний (РТ-40/20,РП-341, РСВ-13-18)						1988
Ввід-10кВ –2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2М-14)		+				2010
яч. 1 Л-781	10	Механічний (РТМ)						1988
яч. 4 Л-782	10	Механічний (РТМ)						1988
яч. 11 Л-786	10	Мікроелектронний (RT-204)						2014
яч. 15 Л-788	10	Механічний (РТВ-1)						1988
СМВ-10	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2012
ЯЧ. 14 ТСР-2	10	запобіжник						1988
яч. 10 ТН-2	10	запобіжник						1988

Таблиця № 12.

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)						1978
СВВ-35	35	Мікропроцесорний (РС-80-АВ2)						2018
Ввід 10кВ – 1Т	10	Мікропроцесорний (REST-2,4)		+				2018
яч. 1 Л-621	10	Механічний (РТВ-4)						1978
яч. 2 Л-622	10	Мікроелектронний (REST)						2014
яч. 5 Л-623	10	Механічний (РТВ-1)						1978
ЯЧ. 4 ТСР-1	10	запобіжник						1978
яч. 6 ТН-1	10	запобіжник						1978

Таблиця № 13. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 “Советская” (ХМЕМ)

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
1Т	35	мікропроцесорний	мікропроцесорний					2018/2018
2Т	35	мікропроцесорний	мікропроцесорний					2018/2018
СВВ-35	35	мікропроцесорний						2018
МВ-35 Олександрівська	35	Механічний (РТ-40/50; РП-341; РСВ-13-18)						1974
ВВ-35 ФЕС	35	мікропроцесорний		+				2018
ТН-35-2	35	запобіжник						2018
яч. 3 1Т	10	мікропроцесорний		+				2018
яч. 10 2Т	10	мікропроцесорний		+				2018
яч. 12 Л-531	10	Механічний (РТВ-1)						1974
яч. 7 Л-532	10	Механічний (РТВ-1)						1974
яч. 13 Л-533	10	Механічний (РТВ-1)						1974
яч. 9 Л-534	10	Механічний (РТМ)						1974

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ. 1 ТСР-1	10	запобіжник						1974
ЯЧ. 11 ТСР-2	10	запобіжник						1974
яч. 8 ТН-2	10	запобіжник						1974

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 14. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Станиславская (ХМЕМ)

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 (РС-80М2М-8)					2003
МВ-35 Олександрівська	35	Механічний (РТ-40/20, РП-341, РСВ-13)						1973
Ввід 10кВ – 1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				2004
яч. 7 Л-561	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2005
яч. 2 Л-562	10	Мікроелектронний (RT-204)						2014
яч. 14 Л-563	10	Мікроелектронний (РТВ-1)						2009
яч. 1 Л-564	10	Мікроелектронний (РТ-85/1)						2009
яч. 3 Л-565	10	Мікроелектронний (РТВ-1)						2018
яч. 12 Л-566	10	Мікроелектронний ((RT-204))						2008
СМВ-10	10	Мікроелектронний (REST.01-204)						2014
ЯЧ. 5 ТСР-1	10	запобіжник						1973
яч. 6 ТН-1	10	запобіжник						1973

Арк.

Таблиця № 15. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Токаревка (ХМЕМ)

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, РСВ-13-18)						1970
Ввід 35кВ –2Т 4,0мВА	35	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РСВ-13-18)						1970
МВ-35 Орловська	35	механічний						1970
ВВ-35 Тягінка	35	мікропроцесорний			+			2019
ТН-35	35	відсутній						1970
Ввід 10кВ –1Т 2,5мВА	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				2013
Ввід 10кВ –2Т 4,0мВА	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				2010
яч. 8 Л-581	10	Мікроелектронний (РТВ-4)						2009
яч. 5 Л-582	10	Мікроелектронний (RT-204)						2016
яч. 12 Л-583	10	Мікроелектронний (RT-200)						2016

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
яч. 1 Л-584	10	Мікроелектронний						2009
СМВ-10	10	мікроелектронний						2012
ЯЧ. 2 ТСР-1	10	запобіжник						1970
ЯЧ. 9 ТСР-2	10	запобіжник						1970
яч. 11 ТН-2	10	запобіжник						1970

Таблиця № 16. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Торговая (ХМЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввід 35кВ - 1Т- 4мВА	35	Мікропроцесорний (РС-80-М2-14)						2019
СМВ-35	35	Механічний (РТ-40//20; РП-341; РСВ-13-18)						1998
Ввід 10кВ – 1Т-4мВА	10	Мікропроцесорний (РС-80-М2-14)		+				2019
яч. 17 Л-631	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2009
яч. 14 Л-632	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2017
яч. 8 Л-635	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2015
яч. 2 Л-638	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2013
ЯЧ. 5 ФЕС	10	Мікропроцесорний (РС83-А2.0)						2019
СМВ-10	10	Мікроелектронний (РС-80-М2М-14)						2019
ЯЧ. 3 ТСР-1	10	запобіжник						1977
яч. 7 ТН-1	10	запобіжник						1977

Таблиця № 17. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Чернобаевская (ХМЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввід 35кВ-1Т-4мВА	35	Механічний (РТ-40/10, РП-341 РВМ-12)						1968
Ввід 35кВ-2Т-4мВА	35	Механічний (РТ-40/10)						1968
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				2004
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				2005
яч. 13 Л-541	10	Мікроелектронний (RT-200.4)						2015
яч. 16 Л-542	10	Мікроелектронний (RT-200.4)						2015
яч. 8 Л-543	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2016
яч. 2 Л-544	10	Мікроелектронний (RT-200.4)						2015
яч. 7 Л-545	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2015
яч. 4 Л-546	10	Мікроелектронний (РС-80)						2016

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
СМВ-10	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2013
ЯЧ. 5 ТСР-1	10	запобіжник						1968
ЯЧ. 14 ТСР-2	10	запобіжник						1968
яч. 3 ТН-1	10	запобіжник						1968
яч. 12 ТН-2	10	запобіжник						1968

Таблиця № 18. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Ш. Балка (ХМЕМ)

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-13-18 РП-341)						1982
Ввід 35кВ-2Т 2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/6, РСВ-13-18 РП-341)						2013
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				2004
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (REST-2,4)		+				2013
яч. 2 Л-521	10	Механічний (РТВ-1)						1962
яч. 1 Л-522	10	Мікроелектронний (RT-204)						2017
яч. 15 Л-523	10	Мікроелектронний (RT-204)						2015
яч. 6 Л-524	10	Механічний (РТМ)						1962

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
СМВ-10	10	Мікроелектронний ((RT-204))						2015
ЯЧ. 3 ТСР-1	10	запобіжник						1962
ЯЧ. 12 ТСР-2	10	запобіжник						1962
яч. 5 ТН-1	10	запобіжник						1962
яч. 9 ТН-2	10	запобіжник						1962

Таблиця № 19. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Орловская (ХМЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВВ-35 Микільська	35	Мікропроцесорний (РС-83-АВ)			+			2019
СВВ-35	35	Мікропроцесорний (РС-83-АВ)			+			2019
ВВ-35 Токарівська	35	Мікропроцесорний (РС-83-АВ)			+			2019
ВВ-35 ФЕС	35	Мікропроцесорний (РС-83-АВ)		+	+			2019
ТН-35-1	35	запобіжник						2019
ТН-35-2	35	запобіжник						2019
ЯЧ. 1 ТСР	10	запобіжник						2019

Таблиця № 1. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС-35/10кВ «Б.Криница» (Високопольські РЕМ)

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, РП-341)	-					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, РП-341)	-					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.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
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 № 2. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС-35/10кВ «Борозенская» (Високопольські РЕМ)

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 № 3. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС-35/10кВ «В.Александровка» (Високопольські РЕМ)

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, РП-341)	-					1979 р.
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)	-					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.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
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.

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 4. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС-35/10кВ «Вишневая» (Високопольські РЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввід 35кВ-2Т-1,6мВА	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)	-					2009 р.
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					1976 р.
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)	-					1976 р.
Ф-1342	10	Механічний (РТВ)	-					1976 р.
Ф-1343	10	Механічний (РТВ)	-					1976 р.

Арк.

Таблиця № 5. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС-35/10кВ «Д.Бродская» (Високопольські РЕМ)

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-40/10,РВМ-12, РП-341)					1990/1990
Ввід 10кВ-1Т		Механічний (РТ-40/10,РВМ-12, РП-341)	-					1990 р.
Ф-1392	10	Мікроелектронний (РС-80М2М-14)	-					2009 р.
Ф-1393	10	Мікроелектронний (РС-80М2М-14)	-					2009 р.

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 6. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС-35/10кВ «Калининская» (Високопольські РЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВМ-35КВ «ТАМАРИНО»	35	Механічний (РТ-40/10, РВМ-12, РП-341)	-					1970 р.
Ввід 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/10, РВМ-12, РП-341)	-					1970 р.
Ввід 35кВ-2Т-2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/10, РВМ-12, РП-341)	-					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.

Арк.

Таблиця № 7. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС-35/10кВ «Колос» (Високопольські РЕМ)

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-40/10, РВМ-12, РП-341)					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 № 8. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС-35/10кВ «Н.Дмитриевская» (Високопольські РЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
СМВ-35КВ	35	Механічний (РТ-40/10, РВМ-12, РП-341)	-					1993 р.
Ввід 35кВ -1Т	35	механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/10, РВМ-12, РП-341)					1993/1993
Ввід 10кВ-1Т	10	Механічний (РТВ-1)	-					1993 р.
СМВ-10кВ	35	відсутній	-					-
Ф-1371	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2008 р.
Ф-1372	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2008 р.
Ф-1373	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2008 р.
Ф-1374	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2008 р.
Ф-1375	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2008 р.
Ф-1326	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2008 р.

Таблиця № 9. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС-35/10кВ «Н.Кубань» (Високопольські РЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВМ-35КВ «БОРОЗЕНСКАЯ»	35	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2010 р.
Ввід 35кВ-1Т-1,8мВА	35	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					2010 р.
Ввід 35кВ-2Т-1,8мВА	35	Мікроелектронний (РС-80М2/-14)	-					2010 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-5)	-					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.

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 1. 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	Мікроелектронні (РС-80М2-14)						2008
Ввод-35кВ –2Т 4,0мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/10 РВМ-12)					1980/1980
ВМ-35кВ «ОП-10»	35	Механічний (РТ-40/10 РВМ-12)	-					1980
Ввод-10кВ –1Т	10	Мікроелектронні (РС-80М2-14)						2009
Ввод-6кВ –2Т	6	Мікроелектронні (РС-80)						2009
Яч.№4 ТП-361	10	Механічний (РТВ-1)	-					1980
Яч.№1А ЖД	10	Механічний (РТ-85/1)	-					1980
Яч.№1 ТН-10-1	10	Запобіжник	-					1980
Яч.№2 ТСР-1	10	Запобіжник	-					1980
Яч.№8 КТП-620	6	Механічний (РТ-85/1)	-					1980
Яч.№9 КТА-В/Ч по фидеру. «УкрНИИОЗ»	6	Механічний (РТВ-1)	-					1980

Арк.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Яч.№5 ТН-6-2	6	Запобіжник	-					1980
Яч.№6 ТСР-2	6	Запобіжник	-					1980

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 2. 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)	Механічний (РТ-40/20, РСВ-13 РП-361)					2011/2011
Ввод-35кВ-2Т 6.3МВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/50, РСВ-13 РП-361)					2011/2011
Ввод-6кВ-1Т	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2011
Ввод-6кВ-2Т	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2011
Яч.8 Коминтерн-1	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1968
Яч.9 Коминтерн-2 (установка ВВ)	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1968

Арк.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.10 СУДОБЕТОНВЕРФЬ-3	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1968
ЯЧ.11 З-Д КУЙБЫШЕВА	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1968
ЯЧ.12 СУДОБЕТОНВЕРФЬ-1	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1968
ЯЧ.13 ТП-775	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1968
ЯЧ.14 СУДОСТРОИТЕЛЬНЫЙ-1	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1968
ЯЧ.23 СУДОБЕТОНВЕРФЬ-2	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1968
ЯЧ.24 СМВ-6	6	Механічний (РТ-85/1)		-				1968
ЯЧ.5 СУДОБЕТОНВЕРФЬ-4	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1968

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 3. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6 Дзержинская.

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)					1964/1964
Ввод-35кВ-2Т 16мВА	35	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний (КЗ-32)					1964/1964
ВВОД-6КВ-1Т	6	Механічний (Проскальзывающий контакт по стороне 35кВ на откл. МВ-6кВ)						1964
ВВОД-6КВ-2Т	6	Механічний (Проскальзывающий контакт по стороне 35кВ на откл. МВ-6кВ)						1964
ЯЧ.6 ТЯГОВАЯ-7	6	Механічний (ИТ-85/1)		+				1964
ЯЧ.15 РП-ДИОД	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964
ЯЧ.16 РП-РАБОЧИЙ	6	Механічний (РТ-85/5)		+				1964
ЯЧ.17 ЦРП-ЭЛЕКТОРМАШ	6	Механічний (РТ-85/5)		+				1964

Арк.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.18 (ПЕРЕНЕСЕНА ИЗ ЯЧ.9, В СЕНТЯБРЕ 2013)	6	Механічний (ИТ-85/1)		+				1964
ЯЧ.21 РП-КУЗНЕЧНЫЙ	6	Механічний (РТ-85/5)		+				1964
ЯЧ.22 ТП-47	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964
ЯЧ.23 ТП-14	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964
ЯЧ.24 ТП-60, ТП-72	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964
ЯЧ.25 ТП-240	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964
ЯЧ.26 РП-ЭЛЕКТРОМАШ	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964
ЯЧ.27	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.28 РП-МЕБЕЛЬНЫЙ	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964
ЯЧ.29 КОМПРЕССОРНАЯ	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964
ЯЧ.30 РП-МАШЗАЛ	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964
ЯЧ.№8 СМВ-6КВ	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964
ЯЧ.№1 1ТСР	6	запобіжник						1964
Яч.№5 5ТН	6	запобіжник						1964
Яч.№14 14ТСР	6	запобіжник						1964
Яч.№10 10ТН	6	запобіжник						1964

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 4. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6 Днепровская.

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввод-35кВ-1Т 16мВА	35/6	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний (РТ-40/20;РП-341; РСВ-13)					2011/2013
Ввод-35кВ-2Т 16мВА	35/6	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний (КЗ-32)					2011/1967
ВВС-35	35	-	-					
ВВ-31 КЛ-35КП-11-ЗАВОДСКАЯ-1	35	-	-					
ВВ-32 КЛ-35КП-11-ЗАВОДСКАЯ-2	35	-	-					
ВВОД-6КВ-1Т	6	Мікроелектронний (РС-80)						2007
ВВОД-6КВ-2Т	6	Мікроелектронний (РС-80)						2007
ЯЧ.2 РЕЧПОРТ	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				2007
ЯЧ.4 ТЯГОВАЯ 13	6	Мікроелектронний (РС-80М2М-14)		+				2007
ЯЧ.5 ТП-105	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				2007

Арк.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.7 РП-ВОДОЗАБОР	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				2007
ЯЧ.9 ТП-202	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				2007
ЯЧ.11 ВОДОПРОВОД	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				2007
ЯЧ.13 ТП-167	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				2007
ЯЧ.15 ТП-433	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				2007
Яч.16 ТП-346	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				2007

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.21 ТП-232	6	Механічний (РТ-40/20, РП-361, РСВ-13-18)		+				2013
ЯЧ.22 ЭЛЕВАТОР	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				2007
ЯЧ.23 ТП-30	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				2007
ЯЧ.25 ТП-324	6	Механічний (РТ-40/20, РП-361, РСВ-13)		+				2013
ЯЧ.27 РЕЧПОРТ	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1967
ЯЧ.28 ПОЛИГРАФФАБРИКА	6	Механічний (РТ-40/20, РП-361, РСВ-13)		+				2013
ЯЧ.29 ТП-159	6	Мікроелектронний (АЛ-5-7; РП-361)		+				2014
ЯЧ.30 МОРПОРТ	6	Механічний (РТ-40/20, РП-361, РСВ-13)						2013
ЯЧ.31 ТП-105-2	6	Механічний (РТ-40/20, РП-361, РСВ-13)		+				2013

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.32 ТП-458	6	Мікроелектронний (АЛ-5-7; РП-361)		+				2014
ЯЧ.34 ТП-458	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				2007
ЯЧ.36 ТП-111	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)		+				2007
ЯЧ.2А «ОСКАР-1»	6	Мікропроцессорний (МРЗС-05Л)		+				2012
ЯЧ.33 «ОСКАР-2»	6	Мікропроцессорний (МРЗС-05Л)		+				2012
ЯЧ.2Б «РП-ШМИДТА-1»	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)						2007
ЯЧ.35 «РП-ШМИДТА-2»	6	Мікроелектронний (РС-80М2-8)						2007
ЯЧ.3 ТП-435	6	Механічний (РТ-40/10, РП-361, РСВ-13)						2014
ЯЧ.1А	6	Мікропроцессорний (МРЗС-05Л)		+				2017

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.1	6	Мікропроцессорний (МРЗС-05Л)		+				2017
ТН-35-1	6	запобіжник						2002
ТН-35-2	6	запобіжник						2002
ЯЧ.20 20ТН	6	запобіжник						2002
ЯЧ.14 14ТН	6	запобіжник						2002
ЯЧ.24 24ТСР	6	запобіжник						2002
ЯЧ.8 8ТСР	6	запобіжник						2002

Таблиця № 5. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6 Заводская.

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)					1962/1962
Ввод-35кВ-2Т 16мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (КЗ-32)					1962/1962
ВВОД-6КВ-1Т	6	Проскальзывающий контакт по стороне 35кВ на откл. МВ-6кВ						1962
ВВОД-6КВ-2Т	6	Проскальзывающий контакт по стороне 35кВ на откл. МВ-6кВ						1962
СМВ-6КВ	6	Механічний (РТ-40/20, РП-341, РСВ-13)						2013
ЯЧ.2 ТП-307	6	Механічний (РТ-40/20,РП-361,РСВ-13)		+				2013
ЯЧ.4	6	Механічний (РТ-85/1)		+				2013

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.6 КИЕВСТАР-2	6	Механічний (РТ-40/20,РП-361,РСВ-13)		+				2013
ЯЧ.8 ТП-1044-2	6	Механічний (РТ-40/20,РП-361,РСВ-13)		+				2013
ЯЧ.14 ЗБХ-2	6	Механічний (РТ-40/20,РП-361,РСВ-13)		+				2013
ЯЧ.16 МАРКЕТ-ГРУПП	6	Мікроелектронні (РС-80М2-14)		+				2013
ЯЧ.17 РП-ШУМЕНСКИЙ-1	6	Механічний (РТ-40/20,РП-361,РСВ-13)		+				2013
ЯЧ.18 ТЭЦ НПЗ-1	6	Механічний (РТ-85/1)		+				2013
ЯЧ.19 МАРКЕТ-ГРУПП-2	6	Механічний (РТ-10/20,РП-361,РСВ-13)		+				2013

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.20 РП-НИКОЛАЕВСКИЙ	6	Механічний (РТ-10/20,РП-361,РСВ-13)		+				2013
ЯЧ.21 ЗБХ-1	6	Механічний (РТ-40/20,РП-361,РСВ-13)		+				2013
ЯЧ.22 ТП-231	6	Механічний (РТ-40/20,РП-361,РСВ-13)		+				2013
ЯЧ.23 ТП-323	6	Мікропроцесорний (УЗА-АТ)		+				2009
ЯЧ.24 ТП-1044-1 БУДМАРКЕТ-1	6	Мікропроцесорний (УЗА-АТ)		+				2009
ЯЧ.26 ТП-905	6	Мікроэлектронні (РС-80-8)		+				2009
ЯЧ.28 КИЕВСТАР-1	6	Мікроэлектронні (РС-80-8)		+				2009

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.5 5ТН	6	запобіжник						2003
ЯЧ.11 11ТН	6	запобіжник						2003
ТСР-1	6	запобіжник						2003
ТСР-2	6	запобіжник						2003

Таблиця № 6. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6 Киндийская.

Приєднання	*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)					2001/1995
ВВОД 35КВ-2Т –10МВА	35/6	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний (КЗ-32)					2001/1995
ВВОД 6КВ-1Т	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)						2008
ВВОД 6КВ-2Т	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)						2008
ЯЧ.10 10ВВС	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)						2008
ЯЧ.2 «РП-МОСТ»	6	Мікроелектронні (REST-1, РП-361		+				2008
ЯЧ.2А ТП-428-II	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2008
ЯЧ.4 «ТП-624»	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2008

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.6 «АНТОНОВКА»	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2008
ЯЧ.7 «ТП-380»	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2008
ЯЧ.9 РП-ЗОН	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)						2008
ЯЧ.11 ТП-373	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2008
ЯЧ.12 ТП-622	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2008
ЯЧ.14 ОНКОДИСПАНСЕР-1	6	Мікроелектронні (REST-2,4)		+				2008
ЯЧ.16 МИС (ТП-475)	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2008
ЯЧ.18 РП-ЗБН	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)						2008
ЯЧ.19 «УКРНИИОЗ»	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)і		+				2008

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.20 ТП-428-І	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2008
ЯЧ.21 ОНКОДИСПАНСЕР-2	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2008
ЯЧ.22 ТП-919	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2008
ЯЧ.23 АРИС ЛТД	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2008
ЯЧ.24 ПКФ «ЭЛИТ-ПЛАСТ»	6	Мікроелектронні (РС-80М2-8)		+				2008
ТСР-1	6	запобіжник						2000
ТСР-2	6	запобіжник						2000
ЯЧ.13 13-ТН	6	запобіжник						2000
ЯЧ.5 5-ТН	6	запобіжник						2000
ВМС-35	35	-	-					2000

Таблиця № 7. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6 Комсомольская.

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
СВВ-35КВ	35	-						
ВЛ-35КВ «ЗАВОДСКАЯ-1»	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)		+	+	+		2005
ВЛ-35КВ «ЗАВОДСКАЯ-2»	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)		+	+			2005
ВЛ-35КВ ТЭЦ-1	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005
ВЛ-35КВ ТЭЦ-2	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005
ВВОД-35КВ-1Т 16МВА	35/6	Механічний (РНТ-565)	Механічний (КЗ-32)					2000/2005
ВВОД-35КВ-2Т 16МВА	35/6	Механічний (РНТ-565)	Механічний (КЗ-32)					2000/2005
ВВОД-6КВ-1Т	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005
ВВОД-6КВ-1Т	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005
ЯЧ.1 ТП-465	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)		+				2005

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.2 ТП-549	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)		+				2005
ЯЧ.3 ТЯГОВАЯ-1-1	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)		+				2005
ЯЧ.4 ТП-464	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)		+	+			2005
ЯЧ.6 ТП-474	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)		+				2005
ЯЧ.8 ТП-324-1	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)		+	+			2005
ЯЧ.10 ВОДОПРОВОД	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005
ЯЧ.12 ТП-447	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)		+				2005
ЯЧ.14 ТП-160	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)		+				2005
ЯЧ.15 ТП-51 (НОВАЯ)	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005
ЯЧ.16 ТП-417	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)		+				2005

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.18 ТП-471	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)		+				2005
ЯЧ.20 ТП-157	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005
ЯЧ.22 ЦРП-ЭЛЕКТРОМАШ	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005
ЯЧ.24 ТП-324-2	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005
ЯЧ 26 ТП-331	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005
ЯЧ.28 РП-ПОДПОЛЬНЫЙ-2	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005
ЯЧ.30 ТЯГОВАЯ-1-2	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005
ЯЧ.32 ТП-163	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005
ЯЧ.33 ТП-156	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005
ЯЧ.34 ТП-196	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.15 ТП-51 (НОВАЯ)	6	Мікроелектронний (REST-2,4)						2018
СВВ-6КВ	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)						2005
ТН-31	6	запобіжник						2005
ТН-32	6	запобіжник						2005
ЯЧ.25 25ТН	6	запобіжник						2005
ЯЧ.11 11ТН	6	запобіжник						2005
ЯЧ.23 23ТСР	6	запобіжник						2005

Таблиця № 8. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6 Консервная.

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, РП-341, РСВ-13-18)						1964
ВВОД-35КВ –2Т 10МВА	35	Механічний (РТ-40/20, РП-341, РСВ-13-18)						1964
ВВОД-6КВ –1Т 7,5МВА	6	Механічний (Проскальзывающий контакт)						1964
ВВОД-6КВ –2Т 10МВА	6	Механічний (Проскальзывающий контакт)						1964
ЯЧ.1 «КОНСЕРВНЫЙ-2»	6	Мікроэлектронні (REST-2,4)		+				2013
ЯЧ.2 «КОНСЕРВНЫЙ-3»	6	Мікроэлектронні (REST-2,4)		+				2013
ЯЧ.4 «ТП-199-2»	6	Мікроэлектронні (REST-2,4)		+				2013

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
СВВ-6КВ (ЯЧ.13)	6	Мікроэлектронні (РС-80М2-14)						2013
ЯЧ.6 «НС-2-2»	6	Механічний (РТ-85/1)						1964
ЯЧ.8 «НАСОСНАЯ»	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964
ЯЧ.9 ТП-469	6	Мікроэлектронні (REST-2,4)		+				2013
ЯЧ.10 «РН-НАСОСНЫЙ ТЭЦ»	6	Механічний (РТ-85/1)		+				2013
ЯЧ.12 «СТЕКЛОТАРА-2»	6	Мікроэлектронні (REST-2,4)		+				2013
ЯЧ.14 «СТЕКЛОТАРА-3»	6	Мікроэлектронні (REST-2,4)		+				2013
ЯЧ.15 «ТП-199-1»	6	Мікроэлектронні (REST-2,4)		+				2013
ЯЧ.16 «СТЕКЛОТАРА-1»	6	Мікроэлектронні (REST-2,4)		+				2013
ЯЧ.18 «РП-ЧЕРНОМОРСКИЙ»	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.20 «КИРПИЧНЫЙ-1»	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964
ЯЧ.22 «КОНСЕРВНЫЙ-1»	6	Мікроэлектронні (РС-80М2-5)		+				2013
ЯЧ.24 «НС-2-1»	6	Мікроэлектронні (РС-80М2-14)		+				2013
ЯЧ.25	6	Мікроэлектронні (РС-80М2-14)						2013
ЯЧ.26 «ТП-85»	6	Механічний (РТ-85/1)						1964
ЯЧ.27	6	Механічний (РТВ-1)						1964
ЯЧ. 28 «НС-6-1»	6	Мікроэлектронні (РС-80М2-14)						2013
ЯЧ.29	6	Мікроэлектронні (РС-80М2-18)	+					2013
ЯЧ.30	6	Механічний (РТ-85/1)						1964
ЯЧ.32	6	Механічний (РТ-85/1)						1964

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.34	6	Механічний (РТ-85/1)	+					1964
ЯЧ.19 19ТСР	6	запобіжник						1964
ЯЧ.3 3ТСР	6	запобіжник						1964
ЯЧ.7 7ТН	6	запобіжник						1964
ЯЧ.17 17ТН	6	запобіжник						1964

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 9. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6 Кошевая.

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)					2012/2012
ВВОД-35КВ-2Т 6,3МВА	35	Механічний (РНТ-565)	Мікроелектронні (УЗА-АТ-Т)					2012/2012
ВВОД-6КВ-1Т	6	Мікроелектронні (РС-80-М2-8)						2012
ВВОД-6КВ-2Т	6	Мікроэлектронні (УЗА-АТ-Т)						2012
ЯЧ.12 РП МИКОН	6	Механічний (РТ-40/20, РП-361, РСВ-13)		+				2012
ЯЧ.9 СВВ-6КВ	6	Мікроэлектронні (УЗА-АТ-Т)						2012
ЯЧ.18 ТП-58	6	Механічний (РТ-40/20, РП-361, РСВ-13)		+				2012
ЯЧ.19 ТП-443	6	Мікроелектронні (РС-80М2-14)						2007
ЯЧ.20 ТП-321-1	6	Мікроелектронні (РС-80М2-14)		+				2007

Арк.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.21 РП-КНС	6	Мікроелектронні (АЛ-5-7, РП-361)		+				2014
ЯЧ.22 РП-ПОДПОЛЬНЫЙ ЯЧ.17	6	Механічний (РТ-40/20, РП-361, РСВ-13)		+				2012
ЯЧ.23 ОСТРОВНАЯ-1	6	Мікроелектронні (РС-80М2-8)						2007
ЯЧ.28 ОСТРОВНАЯ-2	6	Мікроелектронні (РС-80М2-8)						2007
ЯЧ.29 РП-ПОДПОЛЬНЫЙ ЯЧ.16	6	Механічний (РТ-40/20, РП-361, РСВ-13)		+				2012
ЯЧ.33 ТП-321	6	Механічний (РТ-40/20, РП-361, РСВ-13)		+				2012
ЯЧ.32 РП-КНС	6	Мікроелектронні (АЛ-5-7, РП-361)		+				2012
ЯЧ.31 РЕЧПОРТ	6	Механічний (РТ-40/20, РП-361, РСВ-13)		+				2012

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.30 РП-ПОДПОЛЬНЫЙ	6	Механічний (РТ-85/1)		+				2012
ЯЧ 34 РП-ПРИЧАЛЬНЫЙ	6	Механічний (РТ-40/10, РП-361, РСВ-13)		+				2012
ТСР-1	6	запобіжник						2001
ТСР-2	6	запобіжник						2001
ЯЧ.8 ТН-6-2	6	запобіжник						2001
ЯЧ.11 ТН-6-1	6	запобіжник						2001

Зми..
Арк.
№ докум.
Підпис
Дата

Таблиця № 10. 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*	
МВ-35 ХНПЗ-1	35	-						
МВ-35 ХНПЗ-2	35	-						
ВВОД-35КВ-1Т-4МВА	35	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний (ДЗТ-11)					1981
ВВОД- 35КВ-2Т-4МВА	35	Механічний (КЗ-12)	Механічний (КЗ-12)					1981
ВВОД-10КВ-1Т-4МВА	10	Механічний (Проск.контакт)						1981
ВВОД-10КВ-2Т-4МВА	10	Механічний (Проск.контакт)						1981
ЯЧ.2 ГОРМОЛЗАВОД	10	Механічний (РТ-85/1)						1981
ЯЧ.5 УКРНИИОЗ-1	10	Механічний (РТ-85/1)		+				1981
ЯЧ.7 МИС-1	10	Механічний (РТВ-1)						1981
ЯЧ.12 МИС-2	10	Механічний (РТ-85/1)						1981

Арк.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.14 УКРНИИОЗ-2	10	Механічний (РТ-85/1)						1981
ЯЧ.15 ТСР	10	запобіжник						
ЯЧ.17 ЯНТАРНЫЙ	10	Мікроелектронні (РС-80М2-14)						2008
ЯЧ.18 УКРНИИОЗ-3	10	Механічний (РТ-85/1)						1981
ЯЧ.19	10	Механічний		+				1981
СМВ-10КВ	10	Механічний (РТ-85/1)						1981
ЯЧ.6	10	Мікроелектронні (REST-1,1)		+				2009
ЯЧ.1 -Ф. 4001 ТП-1073	10	Мікроелектронні (РС-80М2М-8)						2008
ЯЧ.4 4ТСР	10	запобіжник						1981
ЯЧ.15 15ТСР	10	запобіжник						1981

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.8 8ТН	10	запобіжник						1981
ЯЧ.11 11ТН	10	запобіжник						1981

Таблиця № 11. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6 Островная.

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВВОД-35КВ-1Т 10МВА	35	Механічний *(КЗ-37* РТ-40/10)						1965
ВВОД-35КВ-2Т 10МВА	35	Механічний *(КЗ-37* РТ-40/10)						1965
ВВОД-6КВ-1Т	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05-13.02)						2011
ВВОД-6КВ-2Т	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05-13.02)						2011
ЯЧ.1 1ВВС-6КВ	6	-						
ЯЧ.5	6	Механічний (РТ-85/1)						1965
ЯЧ. 9 ФТП-1	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1965
ЯЧ.11 ФТП-3-1	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1965
ЯЧ.12	6	Механічний (РТ-40/10, РП-361, РСВ-13)		+				1965
ЯЧ.13 КОШЕВАЯ -1	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05)						2011

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.14 КОШЕВАЯ -2	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05)						2011
ЯЧ.15 ТЯГОВАЯ-2	6	Механічний РТ-40/10, РП-361, РСВ-13)		+				1965
ЯЧ.16 РП-22-2	6	Механічний (РТ-85/1)						1965
ЯЧ.20 ФТП-2	6	Мікроелектронні (АЛ-5-7)		+				2016
ЯЧ.21 РП-22-1	6	Механічний (РТ-85/1)						1965
ЯЧ.22 ФТП-3-2	6	Механічний (РТ-85/1)						1965
ЯЧ.18 18ТСР	6	запобіжник						1965
ЯЧ.8 8ТСР	6	запобіжник						1965
ЯЧ.6 6ТН	6	запобіжник						1965
ЯЧ.7 7ТН	6	запобіжник						1965

Таблиця № 12. 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)						2018
ВВ-35КВ БЕЛОЗЕРКА	35	Мікропроцесорний (РС-80)						2018
ВМ-35 ХНПЗ-1	35	-						
ВМ-35 ХНПЗ-2	35	-						
ТСР-35-1	35	запобіжник						2003
ТСР-35-2	35	запобіжник						2003
ТН-35-1	35	запобіжник						2003
ТН-35-2	35	запобіжник						2003
ВВОД-35КВ-1Т 10МВА	35	Мікропроцесорний (РС-80)	Мікропроцесорний (РС-80)					2018/2018
ВВОД-35КВ-2Т 10МВА	35	Мікропроцесорний (РС-80)	Мікропроцесорний (РС-80)					2018/2018

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВВОД-6КВ-1Т	6	Мікропроцесорний (РС-83А2М)						2018
ВВОД-6КВ-2Т	6	Мікропроцесорний (РС-83А2М)						2018
ЯЧ.11 СВВ-6КВ	6	Мікропроцесорний (РС-80-МР)						2018
ЯЧ.2 ТП-3-1	6	Мікропроцесорний (РС-80-МР)		+				2018
ЯЧ.6	6	Не рабочая						
ЯЧ.9	6	Мікропроцесорний (РС-80-МР)		+				2018
ЯЧ.10 С-З КАМЫШАНСКИЙ	6	Мікропроцесорний (РС-80-МР)		+				2018
ЯЧ.12 ТП-718	6	Мікропроцесорний (РС-80-МР)		+				2018
ЯЧ.14 ТП-771	6	механічний		+				2018
ЯЧ.19 ТП-3-2	6	Мікропроцесорний (РС-80-МР)		+				2018

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.21 ТОК	6	Мікропроцесорний (РС-80-МР)		+				2018
РЕКЛОУЗЕР Ф-3121 ОП.324А	6	Мікропроцесорний (РС-80-МР)						2018
РЕКЛОУЗЕР Ф-3109 ОП.108	6	Мікропроцесорний (РС-80-МР)						2018
РЕКЛОУЗЕР Ф-3112 ОП133	6	Мікропроцесорний (РС-80-МР)						2018
ЯЧ.17 17ТСР	6	запобіжник						2003
ЯЧ.4 4ТСР	6	запобіжник						2003
ЯЧ.16 16ТН	6	запобіжник						2003
ЯЧ.5 5ТН	6	запобіжник						2003

Таблиця № 13. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Солнечная.

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)					1982/1982
ВВОД-10,5КВ –1Т 2,5МВА	10	Механічний (РТВ-1)						1982
ЯЧ.6 ТП-708	10	Механічний (РТВ-1)						1982
ЯЧ.7 Ф-4107 ТП-855	10	Механічний (РТВ-1)						1982
ЯЧ.4 ТСР-1	10	запобіжник						1982
ЯЧ.5 ТН-1	10	запобіжник						1982

Таблиця № 14. 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)					2018/2018
ВВОД 35КВ –2Т –16МВА	35	Механічний (ДЗТ-11)	Мікропроцесорний (РС-83)					2018/2018
ВВОД 10КВ –1Т –10МВА	10	Мікроелектронні (РС-80М2-5)						2010
ВВОД 10КВ –2Т –16МВА	10	Мікроелектронні (РС-80М2-5)						2010
ЯЧ.14 СВВ-10КВ	10	Мікроелектронні (РС-80М2-5)						2010
ЯЧ.1 ТЯГОВАЯ 18-1	10	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2010
ЯЧ.2 ТП-508-1	10	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2010
ЯЧ.3 ТП-521	10	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2010
ЯЧ.5 ТП-490	10	Мікроелектронні (РС-80М2-5)						2010
ЯЧ.7 ЮЗ-17/90-І	10	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2010

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.9 РП-БЛЮХЕРА	10	Мікроелектронні (РС-80М2)		+				2010
ЯЧ.10 ТП-691-1	10	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2010
ЯЧ.11 РП-НАСОСНАЯ-1	10	Механічний (РТ-85/1)		+				2010
ЯЧ.13 ТП-653	10	Мікроелектронні (РС-80М2)		+				2009
ЯЧ.15 РП-БЛЮХЕРА-2	10	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2009
ЯЧ.17	10	Мікроелектронні (REST-1)		+				2009
ЯЧ.18 ТП-241	10	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2009
ЯЧ.21 ТЯГОВАЯ-II	10	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2009
ЯЧ.23 ЮЗ-17-90-II	10	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2009
ЯЧ.25 ТП-521-II	10	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2009

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.27 ТП-508-II	10	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2009
ЯЧ.28 ТП-691-II	10	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2009
ЯЧ.30 ТП-631	10	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2009
ЯЧ. 19 (НОВАЯ)	10	Механічний (РТ-40/20, РП-361, РСВ-13-18)		+				2014
ЯЧ.20 20ТСР	10	запобіжник						2001
ЯЧ.24 24ТН	10	запобіжник						2001
ЯЧ.4 4ТСР	10	запобіжник						2001
ЯЧ.12 ТН-1	10	запобіжник						2001

Таблиця № 15. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6 Строительная.

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)					1967/1967
ВВОД-35КВ –2Т 6,3МВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (ЭТ-521/10, РП-341, РВМ-13)					1967/1967
ВВОД-6КВ –1Т	6	Механічний (ЭТ-521/10, РП-341, РВМ-13)						1967
ВВОД-6КВ –2Т	6	Механічний (ЭТ-521/10, РП-341, РВМ-13)						1967
ЯЧ.1 ЦРП ХОЛОДИЛЬНИК	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1967
ЯЧ.3 ТП-682	6	Механічний (РТ-85/1)						1967
ЯЧ.6 ТП-667	6	Мікроелектронні (РС-80М2М-14)		+				2008

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.8 ТП-393	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1967
СМВ-6КВ	6	Механічний (ЭТ-523/10 РП-341, РСВ-13)						1967
ЯЧ.11 ТП-666	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1967
ЯЧ.13 ТП-668	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1967
ЯЧ.17 РМЗ-2	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1967
ЯЧ.18 РП-НИКОЛАЕВСКИЙ	6	Механічний (РТ-85/2)		+				1967
ЯЧ.19 ЭЛ.МЕХАН.ЗАВОД	6	Механічний (РТ-85/2)		+				1967
ЯЧ.19-А РП-ГАЗЕТНЫЙ	6	Механічний (РТ-85/2)		+				1967
ЯЧ.20	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1967
ЯЧ.20-А	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1967

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.21	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1967
ЯЧ.22	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1967
ЯЧ.14 14ТСР	6	запобіжник						1967
ЯЧ.5 5ТСР	6	запобіжник						1967
ЯЧ.16 16ТН	6	запобіжник						1967
ЯЧ.7 7ТН	6	запобіжник						1967

Таблиця № 16. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Сухарная.

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)					2012/2012
ВВОД 35КВ –2Т –10МВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/10 РП-361 РВМ-13)					2012/2012
ВВОД 10КВ –1Т –10МВА	10	Механічний (РТ-40/10 РП-361 РВМ-13)						2012
ВВОД 10КВ –2Т –10МВА	10	Механічний (РТ-40/10 РП-361 РВМ-13)						2012
ЯЧ.13 СВВ-10КВ	10	Механічний (РТ-40/20 РП-341 РСВ-13)						2012
ЯЧ.1 ТСР-1 10/0.23	10	Механічний (РТ-40/6 РП-341 РСВ-13)						2012
ЯЧ.2 Л-332 КОТЕЛЬНАЯ-1	10	Механічний (РТ-40/10 РП-341 РСВ-13)						2012

Продовження таблиці

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)						2012
ЯЧ.4 Л-334 ТП-825-1	10	Механічний (РТ-40/20 РП-341 РСВ-13)		+				2012
ЯЧ.6 Л-336 ТП-826-1	10	Механічний (РТ-40/20 РП-341 РСВ-13)		+				2012
ЯЧ.8 Л-338 РП-ЗАПАДНЫЙ	10	Механічний (РТ-40/20 РП-341 РСВ-13)		+				2012
ЯЧ.10 Л-3310 ТП-837-1	10	Механічний (РТ-40/20 РП-341 РСВ-13)		+				2012
ЯЧ.12 Л-3312 ТЯГОВАЯ 9-1	10	Механічний (РТ-40/20 РП-341 РСВ-13)		+				2012
ЯЧ.14 Л-3314 ТЯГОВАЯ 9-2	10	Мікроелектронні (REST-1,4)		+				2012

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.18 Л-3318 ТП-825-2	10	Механічний (РТ-40/20 РП-341 РСВ-13)		+				2012
ЯЧ.20 Л-3320 ТП-826-2	10	Механічний (РТ-40/20 РП-341 РСВ-13)		+				2012
ЯЧ.24 Л-3324 КОТЕЛЬНАЯ-2	10	Механічний (РТ-40/20 РП-341 РСВ-13)		+				2012
ЯЧ.23 ТСР-2 10/0.23	10	Механічний (РТ-40/20 РП-341 РСВ-13)		+				2012
ЯЧ.25 Л-3325 РП - ЗАПАДНЫЙ-2	10	Механічний (РТ-40/20 РП-341 РСВ-13)		+				2012
ЯЧ.22	10	Механічний (РТ-40/20 РП-341 РСВ-13)		+				2012
ЯЧ.15 ТН-10-2	10	запобіжник						2005
ЯЧ.7 ТН-10-1	10	запобіжник						2005

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 17. 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)					2013/2013
ВВОД-35КВ 2Т-16МВА	35	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний (РТ-40/20)					2013/2013
ВВОД-6КВ 1Т-16МВА	6	Мікропроцесорний (МРЗС-05)						2012
ВВОД-6КВ 2Т-16МВА	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)						2010
ЯЧ.16 СВВ-6КВ	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)						2006
ЯЧ.1 ТП-136	6	мікроелектронні		+				2006
ЯЧ.2 ТП-589	6	Механічний (РТ-85/1)		+				2006
ЯЧ.3 ТП-243	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2006
ЯЧ.5 РП-ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2006
ЯЧ.7 ТП-12	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2006

Арк.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.9 ХОЛОДИЛЬНИК-2	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2006
ЯЧ.12 РП - ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2006
ЯЧ.13 ТП-608	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2006
ЯЧ.15 ТП-372	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2006
ЯЧ.17 ТП-482	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2006
ЯЧ.18 ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2006
ЯЧ.19 ХОЛОДИЛЬНИК-1	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2006
ЯЧ.21 МОЛОКОЗАВОД	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2006
ЯЧ.23 ТП-609	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2006
ЯЧ.25 ТП-581	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2006

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.27 ТП-586	6	Механічний (РТ-85/1)		+				1964
ЯЧ.28 ТП-175	6	Мікроелектронні (РС-80М2-5)		+				2006
ЯЧ.20 20ТСР	6	запобіжник						1964
ЯЧ.4 4ТСР	6	запобіжник						1964
ЯЧ.8 8ТН	6	запобіжник						1964
ЯЧ.24 24ТН	6	запобіжник						1964

Таблиця № 18. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 ТОК.

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВВОД-35КВ –1Т 4,0МВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20 РВМ-12)					1982/ 1982
ВВОД-35КВ – 2Т 4,0МВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20 РВМ-12)					1982/ 1982
ТСР-1	35	запобіжник						1982
ТСР-2	35	запобіжник						1982
ВВОД-10КВ – 1Т 4,0МВА	10	Мікроелектронні (РС-80М2-14)						2009
ВВОД-10КВ – 2Т 4,0МВА	10	Мікроелектронні (РС-80М2-140						2009
ЯЧ.8 СМВ-10КВ	10	Механічний (РТМ)						1982
ЯЧ.3 РП-ТОК-1 ЯЧ.16	10	Механічний (РТ-40/20 РВМ-12 РП-341)						1982
ЯЧ.5 РП-ТОК-1 ЯЧ.10	10	Механічний (РТ-40/20 РВМ-12 РП-341)		+				1982
ЯЧ.6 ИНКУБАТОР	10	Механічний (РТ-40/20)		+				1982

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.10 РП-ТОК-2	10	Механічний (РТ-40/20 РВМ-12 РП-341)		+				1982
ЯЧ.11	10	Механічний (РТ-40/20 РВМ-12 РП-341)		+				1982
ЯЧ.2 ТН-1	10	запобіжник						1982
ЯЧ.15 ТН-2	10	запобіжник						1982

Зми..
Арк.
№ докум.
Підпис
Дата

Таблиця № 19. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Камышанская.

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
СМВ-35	35	Мікроелектронні (РС-80М2-14)						2008
ВВОД-35КВ –1Т- 6,3МВА	35	Механічний (ДЗТ-11)	Мікропроцесорний (РС-80)					2018
ВВОД-35КВ –2Т- 4,0МВА	35	Механічний (ДЗТ-11)	Мікропроцесорний (РС-80)					2018
ВВОД-10КВ –1Т- 6,3МВА	10	Мікропроцесорний (РС-80)						2018
ВВОД-10КВ –2Т- 4,0МВА	10	Мікропроцесорний (РС-80)						2018
ЯЧ.2	10	Механічний (РТМ)						1981
ЯЧ.5	10	Механічний (РТВ)						1981
ЯЧ.8	10	Механічний (РТ-85/1)						1981
ЯЧ.11 СЭС	10	Мікропроцесорний (РС-80)						2018
РЕКЛОУЗЕР Ф-368 ОП.93А	10	Мікропроцесорний (РС-80)						2018
ЯЧ.4 ТСР-2	10	запобіжник						1981

Арк.

Продовження таблиці

ЯЧ.14 ТСР-1	10	запобіжник						1981
ЯЧ.6 ТН-2	10	запобіжник						1981
ЯЧ.12 ТН-2	10	запобіжник						1981

Таблиця № 1. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Скадовская (Скадовські РЕМ)

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 (РТ-40/10)						1990 р.
ВЛ-35 Красне	35	електромеханічний (РТ-40/20)						1990 р.
ВЛ-35 Морська	35	електромеханічний (РТ-40/10)						1990 р.
СВВ-35	35	електромеханічний (РТ-40/10)						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.

Продовження таблиці

Змн..	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
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.
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.
ТСР-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 № 2 Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Красная (Скадовські РЕМ)

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.
ТСР-1	10	запобіжник						-
ТН-1	10	запобіжник						-
Ф-1734	10	Електромеханічний (РТМ)						1982 р.
ВВОД-10 2Т	10	Мікроелектроний (REST-2,4)						2001 р.
ТСР-2	10	запобіжник						-
ТН-2	10	запобіжник						-
Ф-1733	10	Електромеханічний (РТМ)						1982 р.
Ф-1735	10	Мікроелектроний (RT-200)						2001 р.

Таблиця № 3. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Новоросийская (Скадовські РЕМ)

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	(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	Мікроэлектроний REST-2,4						2005 р.

Таблиця № 4. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Молодежная (Скадовські РЕМ)

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)	мікроэлектроний (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	мікроэлектроний						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

Приєднання	Напруга, кВ	Основний захист	Резервний захист	Наявність:				Рік встановлення захистів
				ЗОЗЗ	АПВ	УРОВ	АВР	
Ф-1743	10	Електромеханічний (РТМ)						1986 р.
ВВОД 10КВ-2Т	10	Мікроелектроний (РС-80М2-14)						2005 р.
ТСР-2	10	запобіжник						-
ТН-2	10	запобіжник						-
Ф-1747	10	Мікроэлектроний (РС-80М2-8)			+			2005 р.

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 5. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Новониколаевка (Скадовські РЕМ)

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	Мікроэлектроний (REST-2,4)						2005 р.
ТСР-1	10	запобіжник						-

Арк.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ТСР-1	10	запобіжник						-
Ф-1712	10	Електромеханічний (РТВ-1)						1970 р.
СМВ-10	10	відсутній						-
ВВОД 10КВ-2Т	10	Мікроэлектроний (РС-80М2-14)						2005 р.
ТСР-2	10	запобіжник						-
ТН-2	10	запобіжник						-

Таблиця № 6. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Михайловка (Скадовські РЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВВОД 35КВ-1Т-2,5МВА	35	Мікроэлектроний (РС-80М2-14)						2007 р.
ТСР-1	10	запобіжник						1983 р.
ВВОД 10КВ-1Т	10	Мікроэлектроний (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 № 7. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Широкая (Скадовські РЕМ)

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	мікроэлектроний						2008 р.
ТСР-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 № 8. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Приморськая (Скадовські РЕМ)

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, РП-341, РСВ-13)						1977 р.
ВВОД-35КВ-2Т-4,0МВА	35	Електромеханічний (РТ-40/20, РП-341, РСВ-13)						1977 р.
СМВ-35КВ	35	Електромеханічний (РТ-40/20, РП-341, РВМ-12)						1977 р.
ТСР-1	10	запобіжник						-
ВВОД 10КВ-1Т	10	Мікроэлектроний (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	Мікроэлектроний (РС-80М2-14)						2006 р.
ТСР-2	10	запобіжник						-

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ф-1724	10	Електромеханічний (РТВ-1)						1977 р.
Ф-1726	10	Електромеханічний (РТВ-1)						1977 р.
СМВ-10	10	відсутній						-

Таблиця № 9. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Береговая (Скадовські РЕМ)

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 РП-341, РВМ-12)					1983 р.
ВВОД 35КВ-2Т-2,5 МВА	35	Електромеханічний (РНТ-565)	Мікроэлектроний (РТ-40/20 РП-341, РВМ-12)					1983 р.
СМВ-35КВ	35	відсутній						
ВВОД 10КВ-1Т	10	Мікроэлектроний (REST-2,4)						1983 р.
ТСР-1	10	запобіжник						-
Ф-1831	10	Мікроэлектроний (REST-2,4)						2009 р.
Ф-1832	10	Мікроэлектроний (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	Мікроэлектроний (REST-2,4)						2009 р.
ТСР-2	10	запобіжник						-

Таблиця № 10. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Птаховка (Скадовські РЕМ)

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 РП-341,РСВ-13)						1984 р.
Ф-1814	10	Електромеханічний (РТВ-1)						1984 р.
Ф-1815	10	Електромеханічний (РТ-85/1)						1984 р.
ВВОД 10КВ-1Т	10	Мікроэлектроний (REST-2,4)						2007 р.
ТСР-1	10	запобіжник						-
ТН-1	10	запобіжник						-
Ф-1812	10	Електромеханічний (РТВ-1)						1984 р.

Таблиця № 11. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Грушевка (Скадовські РЕМ)

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, РП-341, РСВ-13)						1980 р.
ВВОД-35КВ-2Т-1,6МВА	35	Електромеханічний (РТ-40/20, РСВ-13, РП-341)						1980 р.
ТСР-1	10	запобіжник						-
ВВОД 10КВ-1Т	10	Мікроэлектроний (РС-80М2-14)						2005 р.
Ф-1792	10	Мікроэлектроний (РС-80)						2005 р.
ТН-1	10	запобіжник						-
Ф-1791	10	Електромеханічний (РТВ-1)						1980 р.
ТН-2	10	запобіжник						-
ВВОД 10КВ-2Т	10	Мікроэлектроний (REST-2,4)						2005 р.
ТСР-2	10	запобіжник						-
СМВ-10	10	відсутній						-

Таблиця № 12. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Таврия (Скадовські РЕМ)

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	Мікроэлектроний 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	Мікроэлектроний (REST-2,4)						2006 р.

Таблиця № 13. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Морская (Скадовські РЕМ)

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.
ТСР-1	10	запобіжник						-
ВВОД 10КВ-1Т	10	Електромеханічний (проск. к-кт)						1973 р.
ТН-1	10	запобіжник						-
Ф-1854	10	Електромеханічний (РТ-40/50)						
Ф-1855	10	Електромеханічний (РТ-40/50)						1973 р.
Ф-1856	10	Електромеханічний (РТ-40/10)						1973 р.
ТН-2 10	10	запобіжник						1973 р.
ВВОД 10КВ-2Т	10	Електромеханічний (РТ-40/10)						1973 р.
ТСР-2 10	10	запобіжник						-
СМВ-10 10	10	відсутній						-

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 1. 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.

Арк.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ф-376	10	Механічний (РТВ)						1983 р.
Ф-377	10	Механічний (РТМ)						1983 р.
Ф-378	10	Механічний (РТМ)						1983 р.

Продовження таблиці

Ф-379	10	Механічний (РТМ)						1983 р.
Ф-3710	10	Механічний (РТВ)						1983 р.
Ф-3711	10	Механічний (РТМ)						1983 р.
Ф-3712	10	Механічний (РТМ)						1983 р.
ТН-10-1СШ	10	Запобіжники						1983 р.
ТН-10-2СШ	10	Запобіжники						1983 р.

Таблиця № 2. 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 № 3. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Самойловка»

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 (RT-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.

Зми..
Арк.
№ докум.
Підпис
Дата

Таблиця № 4. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Первомаевка»

Приєднання	*Напруга, 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.

Арк.

Таблиця № 5. 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
Ввід-35кВ-2Т-6,3мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20, РП-361, РСВ-13)					1968/1968
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

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.

Зми..
Арк.
№ докум.
Підпис
Дата

Таблиця № 6. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6 «ГНС РОС»

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.

Арк.

Зми..
Арк.
№ докум.
Підпис
Дата

Таблиця № 7. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Николаевка»

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.

Арк.

Таблиця № 8. 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, РП-341, РСВ-13)						1973 р.
ВЛ-35 «В.ЛЕПЕТИХА»	35	Механічний (РТ-40/20, РП-341, РСВ-13)						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.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
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.

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 1. 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.

Арк.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВВС-10	10	Механічний (РТ-40/10, ЭВ-114)					+	1972 р.
ЯЧ.-5	10	Механічний (РТ-40/20,ЭВ-134)		+	+			1972 р.
ЯЧ.-6	10	Механічний (РТ-40/20,ЭВ-134)		+	+			1972 р.
ЯЧ.-7	10	Механічний (РТ-40/20,ЭВ-134)		+	+			1972 р.
ЯЧ.-8	10	Механічний (РТ-40/20,ЭВ-134)		+	+			1972 р.
ЯЧ.-9	10	Механічний (РТ-40/20,ЭВ-134)		+	+			1972 р.
ЯЧ.-10	10	Механічний (РТ-40/6, ЭВ-134)		+	+			1972 р.
ЯЧ.-16	10	Механічний (РТ-40/20,ЭВ-134)		+	+			1972 р.
ЯЧ.-17	10	Механічний (РТ-40/6, ЭВ-134)		+	+			1972 р.
ЯЧ.-18	10	Механічний (РТ-40/6, ЭВ-134)		+	+			1972 р.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ.-19	10	Механічний (РТ-40/6, ЭВ-134)		+	+			1972 р.
ЯЧ.-21	10	Механічний (РТ-40/6, ЭВ-134)		+	+			1972 р.
ЯЧ.-22	10	Механічний (РТ-40/6, ЭВ-134)		+	+			1972 р.
Яч.-23	10	Механічний (РТ-40/10, ЭВ-134)		+	+			1972 р.
Яч.-24	10	Механічний (РТ-40/20,ЭВ-134)		+	+			1972 р.
Яч.-25	10	Механічний (РТ-40/6, ЭВ-134)		+	+			1972 р.
Яч.-26	10	Механічний (РТ-40/10, ЭВ-134)		+	+			1972 р.
Яч.-28	10	Механічний (РТ-40/10, ЭВ-134)		+	+			1972 р.
Яч.-29	10	Механічний (РТ-40/20,ЭВ-144)		+	+			1972 р.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Яч.-31	10	Механічний (РТ-40/2,ЭВ-134)		+	+			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 № 2. 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, РП-341, РВМ-12)		+			2009/1977
Ввід 35кВ-2Т-6,3мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)		+			1977/1977
Ввід10кВ-1Т	10	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)						1977 р.
Ввід10кВ-2Т	10	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)						1977 р.
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)						1977 р.
ВЛ-35 «Таврійськая»	35	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)						1977 р.
ВЛ-35 «Промбаза»	35	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)						1977 р.
СМВ-10-1-2СШ	10	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)					+	1977 р.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ф-41	10	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)		+				1977 р.
Ф-42	10	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)		+				1977 р.
Ф-43	10	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)		+				1977 р.
Ф-44	10	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)		+				1977 р.
Ф-45	10	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)		+				1977 р.
Ф-46	10	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)		+				1977 р.
Ф-47	10	Механічний (РТ-85/1)		+				1977 р.

Продовження таблиці

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.

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 3. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Таврийская»

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 (RT.200)		+				2016 р.
Ф-4	10	Мікроелектронний (RT.200)		+				2016 р.
Ф-10	10	Мікроелектронний (RT.200)		+				2016 р.
ТН-10-1	10	Запобіжник						1983 р.
ТН-10-2	10	Запобіжник						1983 р.

Арк.

Зми..
Арк.
№ докум.
Підпис
Дата

Таблиця № 4. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Днепряни»

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.

Арк.

Таблиця № 5. 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, РСВ-13, РП-341)						1992 р.
Ввід 35кВ -2Т-6,3мВА	35	Механічний (РТ-40/50, РСВ-13, РП-341)						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, РВМ-12, РП-341)						1992 р.
ВЛ-35 «Токаревка»	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)						1992 р.
ВЛ-35 «Щорса»	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)						1992 р.
ВЛ-35 «Днепряны»	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)						1992 р.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
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 № 6. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Високовская»

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.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
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 № 7. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Заречная»

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)						1985 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (REST)						2012
СМВ-10кВ	10	Виведено						1985 р.
ф.1071	10	Механічний (РТМ)						1985 р.
ф.1072	10	Мікроелектронний (RT-200)						2012
ф.1073	10	Мікроелектронний (REST-2,4)						2012
ТН-10	10	Запобіжник						1985 р.

Таблиця № 8. 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

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.

Зми..
Арк.
№ докум.
Підпис
Дата

Таблиця № 9. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Костырская»

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)						1985 р.
ВВІД 10КВ-1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						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.

Арк.

Таблиця № 10. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Змеевская»

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, РП-361, РСВ-13)						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	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						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 № 11. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Качкаровская»

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 № 12. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Казацкая»

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, РП-341, РВМ-12)						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.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
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.

Зми..
Арк.
№ докум.
Підпис
Дата

Таблиця № 13. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Кировская»

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,РП-361, РСВ-13)						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.

Арк.

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 14. 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.

Арк.

Таблиця № 15. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10/6 «Львовская»

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВВІД 35КВ-1Т-1МВА	35	Механічний (РТ-40/20, РП-361, РСВ-13)						1975 р.
Ввід 35кВ-2Т-1,6мВА	35	Механічний (РТ-40/20, РП-361, РСВ-13)						1975 р.
Ввід 35кВ-3Т	35	Механічний (РТ-40/20, РП-361, РСВ-13)						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.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ф-1064	10	Механічний (РТВ-1)						1975 р.
ТН-10-1	10	Запобіжник						1975 р.
ТН-10-2	10	Запобіжник						1975 р.

Таблиця № 16. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Новокаирская»

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-Наднепрянский	35	Механічний (РТ-40, РВМ-12, РП-341)						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.

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 17. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Новорайская»

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, РП-341,РСВ-13)						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	Механічний (РТ-40/20, РП-341,РСВ-13)						1967 р.

Арк.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
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 (REST-2,4)						2011 р.
ТН-10	10	Запобіжник						1967 р.

Таблиця № 18. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Раковская»

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 № 19. 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; РВМ-12 РП-341)						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 № 20. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Тягинская»

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВВОД 35КВ-1Т-1МВА	35	Механічний (РТ-40/20, РП-361, РСВ-13)						1975 р.
ВВОД 35КВ-2Т-1,6МВА	35	Механічний (РТ-40/20, РП-361, РСВ-13)						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 № 1. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Аскания 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, РП-431, РВМ-12)						1981 р.
Ввід 35кВ-2Т-4,0мВА	35	Механічний (РТ-40/10, РП-431, РВМ-12)						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, РП-431, РВМ-12)						1981 р.
ТН-35-1СШ	35	Відсутній						1981 р.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
СМВ-10	10	Мікроелектронний (РТ-200)						2016 р.
Ф-762	10	Механічний (РТВ)						1981 р.
Ф-763	10	Механічний (РТВ)						1981 р.
Ф-764	10	Механічний (РТВ)						1981 р.
Ф-765	10	Механічний (РТВ-1)						1981 р.
Ф-766	10	Механічний (РТВ)						1981 р.
СЕС-10-1	10	Мікропроцесорний (РС-80-МР)		+				2019 р.
СЕС-10-2	10	Мікропроцесорний (РС-80-МР)		+				2019 р.
ТН-10-1СШ	10	Запобіжник						1981 р.
ТН-10-2СШ	10	Запобіжник						1981 р.

Таблиця № 2. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Балтазаровка»

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 (REST.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 № 3. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Григорьевка»

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/, РП-361, РВМ-12)						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/, РП-361, РВМ-12)						1985 р.
ТН-35-2СШ	35	Відсутній						1985 р.
СМВ-35	35	Механічний (РТ-40/, РП-361, РВМ-12)						1985 р.
СМВ-10	10	Мікроелектронний (REST.1)						2014 р.
Ф-751	10	Механічний (РТМ)						1985 р.
Ф-752	10	Механічний (РТМ)						1985 р.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
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 № 4. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «К. Владимировка»

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, РП-341, РВМ-12)						1983 р.
ВВІД 35КВ-2Т-4,0МВА	35	Механічний (РТ-40/20, РП-341, РВМ-12)						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, РП-431, РВМ-12)						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.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
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 № 5. 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 № 6. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Маркеево»

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 № 7. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Строгановка»

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВВІД 35КВ-1Т-2,5МВ	35	Механічний (РТ-85/1)						1980 р.
ВВІД 10КВ-1Т	10	Мікроелектронний (RT-200)						2012 р.
ВЛ-35КВ «АСКАНИЯ-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 № 8. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Хлебодаровка»

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)						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 № 9. 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, РП-341, РСВ-13)						1970 р.
ВВІД 35КВ-3Т-6,3МВА	35	Механічний (КЗ-37)						1970 р.
ВВІД 10КВ-1Т	10	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РСВ-13)						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, РП-341, РВМ-12)						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.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ф-742	10	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РСВ-13)						1961 р.
ф-743	10	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РСВ-13)						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.
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 № 10. 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 № 11. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Ключевая»

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВВІД 35КВ-1Т-4МВА	35	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)						1969 р.
ВВІД 35КВ-2Т-2,5МВА	35	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)						2012 р.
Ввід 6кВ-1Т-4мВА	6	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)						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 № 12. 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)					1978/2015
ВВІД 35КВ-2Т-6,3МВА	35	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний (РТ-40/10, РП-341,РВМ-12)					1978/2013
ВВІД 10КВ-1Т-6,3МВА		Мікроелектронний (REST-2.4)						2015 р.
ВВІД 10КВ-2Т-6,3МВА		Мікроелектронний (REST-2.4)						2013 р.
ВВ-35 «ПРИВОЛЬЕ»	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

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
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 № 13. 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-10-1сш	10	Запобіжник						1982 р.

Таблиця № 14. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Мирная»

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.
ВВІ2Д 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

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 № 15. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Н. Киевка»

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.

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 16. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 «Приволье»

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.

Арк.

Зми..
Арк.
№ докум.
Підпис
Дата

Таблиця № 1. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/10 «Дудчино»

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВВОД 154КВ-1Т-40 МВА	150	Механічний (ДЗТ-11, BF-80/Q)	Механічний (РТ40/6)		+			1968/1968
ВВОД 154КВ-2Т-40 МВА	150	Механічний (ДЗТ-11, BF-80/Q)	механічний (РТ40/20 ЭВ-124)		+			1968/1968
Ввод 35кВ-1Т	35	Механічний (РТ40/20 ЭВ-124)						1968 р.
Ввод 35кВ-2Т	35	Механічний (РТ40/20 ЭВ-124)						1968 р.
Ввод 10кВ-1Т	10	Механічний (РТ40/20 ЭВ-124)						1968 р.
Ввод 10кВ-2Т	10	Механічний (РТ40/20 ЭВ-124)						1968 р.
ВЛ-150 Каховская 330 кВ	150							1968 р.
ВЛ-150 Н.Троицк	150							1968 р.
ВЭС-150 кВ	150							1968 р.
ТН-150-1СШ	150	Відсутній						1968 р.
ТН-150-2СШ	150	Відсутній						1968 р.

Арк.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВЛ-35КВ «Ч.ПЕРЕКОП»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2013 р.
ВЛ-35КВ «Р-2»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2012 р.
ВЛ-35КВ «К.ВЛАДИМИРОВКА»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2013 р.
ВЛ-35КВ «СЕМЕНОВКА»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2012 р.
ВЛ-35КВ «ПОДОВОЕ»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2012 р.
ВЛ-35КВ «А.НОВА»	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2012 р.
ВЛ-35 КВСЭС-1	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2014 р.
ВЛ-35 КВСЭС-2	35	Мікропроцесорний (МРЗС)			+			2014 р.
ТН-35-1СШ	35	Запобіжник						2014 р.
ТН-35-2СШ	35	Запобіжник						2014 р.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
СМВ-10	35	Механічний (РТ40/10, ЭВ-123)					+	1968 р.
ВЛ-10- КВ Ф. №111	10	Механічний (РТ40/10, ЭВ-123)			+			1968 р.
ВЛ-10- КВ Ф. №112	10	Механічний (РТ40/10, ЭВ-128)			+			1968 р.
ВЛ-10- КВ Ф. №113	10	Механічний (РТ40/10, ЭВ-128)			+			1968 р.
ВЛ-10- КВ Ф. №114	10	Механічний (РТ40/10, ЭВ-128)			+			1968 р.
ТН-10-1СШ	10	Запобіжник						1968 р.
ТН-10-2СШ	10	Запобіжник						1968 р.

Зми..
Арк.
№ докум.
Підпис
Дата

Таблиця № 2. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/6 «ГНС СОС»

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВВОД 154КВ-2Т-25 МВА	150	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний (РТ40/6 РВ-134)					1990/1990
Ввод 35кВ-2Т	35	Механічний (КЗ-12)						1990 р.
ВЛ-35 «1ЦЛ»	35	Мікроелектроний (УЗА10-А2)			+			2007 р.
ВЛ-35 «6ЦЛ»	35	Мікроелектроний (УЗА10-А2)			+			2007 р.
ВМС-35	35	механічний			+		+	1990 р.
Ввод 6 кВ-2Т	6	механічний						
яч.№ 2 ВЛ-6 кВ «ГНС-2»	6	Механічний (РТ40/20, РВ-128)						1990 р.
яч.№ 3 «ТСР-2»	6	механічний						1990 р.
яч.№ 6 «ВМС-6»	6	механічний						1990 р.
яч.№ 4 «ТН-6»	6	Запобіжник						1990 р.

Арк.

Таблиця № 3. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/10 «ГНС КОС»

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВВІД 154КВ-1Т-25 мВА	150	Механічний (ДЗТ-11, РГЗ-80)	Механічний (РТ-40/10,ЭВ-132)		+			1973 р.
ВВІД 154КВ-2Т-63 мВА	150	Механічний (РНТ-565, РЗТ-80-1-1)	Механічний (РТ-40/10,ЭВ-132, РП-255)					1973 р.
ВВІД 154КВ-3Т-63 мВА	150	Механічний (РНТ-565, BF80/Q)	Механічний (РТ-40/10,ЭВ-113, РП-255)					1973 р.
ВВІД 154КВ-4Т-25 мВА	150	Механічний (ДЗТ-11, РГЗ-80)	Механічний (РТ-40/10, ЭВ-132)		+			1973 р.
ВЛ-150 Н.Каховка - 1	150	механічний	механічний					1973 р.
ВЛ-150 Н.Каховка - 2	150	механічний	механічний					1973 р.
Ввід 35кВ-1Т	35	Механічний (работ. от МТЗ-150 кВ – первая видержка времени)						1973 р.
Ввід 35кВ-4Т	35	Механічний (работ. от МТЗ-150 кВ – первая видержка времени)						1973 р.
ТН-35-1 СШ	35	Відсутній						1973 р.
ТН-35-2 СШ	35	Відсутній						1973 р.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
СВВ-35кВ	35	механічний			+			1973 р.
ВЛ-35кВ «Горностаевка»	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)			+			2012 р.
ВЛ-35кВ «Орошение 1»	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)			+			2013 р.
ВЛ-35КВ «ОРОШЕНИЕ 2»	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)			+			2017 р.
ВЛ-35кВ «Константиновка	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05М)			+			2012 р.
ВВІД 10КВ-1Т	10	Механічний (РТ40/20 ЭВ-134)						1973 р.
ВВІД 10КВ-2Т	10	Механічний (РТ40/20ЭВ-132)						1973 р.
ВВІД 10КВ-3Т	10	Механічний (РТ40/20ЭВ-132)						1973 р.
ВВІД 10КВ-4Т	10	Механічний (РТ40/20 ЭВ-134)						1973 р.
СМВ-10	10	Механічний (РТ-40/20, ЭВ-134)					+	1973 р.
Ф. №101 «ВАСИЛЬЕВКА»	10	Мікроелектроний (АЛ-5-7)			+			2015 р.
Ф. №102 «ЛЮБИМОВКА»	10	Мікроелектроний (РС-80 М2-5)			+			2012 р.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ф. №103 «КОТЕЛЬНАЯ»	10	Мікроелектроний (РС-80 М2-5)			+			2012 р.
Ф. №104 «ПТИЦЕПРОМ»	10	Мікроелектроний (АЛ-5-7)			+			2015 р.
Яч. №16 «Компресорная»	10	Механічний (РТ40/10, РВ-133)						1973 р.
ЯЧ. №1 «ГЛОБАРТ 1»	10	Мікропроцесорний (МРЗС – 05М)		+	+			2011 р.
ЯЧ. №17 «ГЛОБАРТ 2»	10	Мікропроцесорний (МРЗС – 05М)		+	+			2011 р.
ВЛ-10 кВ ГНС Правая цепь	10	механічний						1973 р.
ВЛ-10 кВ ГНС Левая цепь	10	механічний						1973 р.
ТН-10-1СШ	10	Запобіжник						1973 р.
ТН-10-2СШ	10	Запобіжник						1973 р.

Таблиця № 4. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/10 Промбаза

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВВОД 154КВ-1Т-25 мВА	150	Механічний (ДЗТ-11, ПГ-22)	Механічний (КЗ-36)				+	1968 р.
ВВОД 154КВ-2Т-25 мВА	150	Механічний (ДЗТ-11, ВQ-80)	Механічний (КЗ-36)				+	1968 р.
ВЛ-150 Н.Каховка – ГНС 1	150	механічний						1968 р.
ВЛ-150 Н.Каховка - ГНС 2	150	механічний						1968 р.
Ввод 35кВ-1Т	35	Мікроелектроний (РС-80М2-5)						2007 р.
ВВОД 35КВ-2Т	35	Мікроелектроний (РС-80М2-5)						2007 р.
ВВС-35	35	Мікроелектроний (РС-80М2-5)						2007 р.
ТН-35-1СШ	35	Відсутній						1968 р.
ТН-35-2СШ	35	Відсутній						1968 р.
ВЛ-35 «КАХОВКА 1»	35	Мікроелектроний (РС-80М2-5)			+			2007 р.
ВЛ-35 «Каховка 2»	35	Мікроелектроний (РС-80М2-5)			+			2007 р.
ВЛ-35 «Порт»	35	Мікроелектроний (РС-80М2-5)			+			2007 р.
КЛ-35 «ВВВВ»	35	Мікроелектроний (ZX 122 Premko)			+			2017 р.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввод 10кВ-1Т Iсш	10	Механічний (РТ40/6 РСВ-13, РП-341)						1968 р.
ВВОД 10КВ-1Т IIIСШ	10	Механічний (РТ40/6 РСВ-13, РП-341)						1968 р.
ВВОД 10КВ-2Т IIСШ	10	Механічний (РТ40/6 РСВ-13, РП-341)						1968 р.
ВВОД 10КВ-2Т IVСШ	10	Механічний (РТ40/6 РСВ-13, РП-341)						1968 р.
Яч. №1 «ТП-77»	10	Механічний (РТ40/20 РВМ-12, РП-341)		+				1968 р.
ЯЧ. №2 «КОЭМЗ-1»	10	Механічний (РТ40/20 РВМ-12, РП-341)		+				1968 р.
ЯЧ. №3 «ВОДОЗАБОР-1»	10	Механічний (РТ40/20 РВМ-12, РП-341)		+				1968 р.
Яч. №4 «Реф.Депо-1»	10	Механічний (РТ40/20 РВМ-12, РП-341)		+				1968 р.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ. №5 «ПВФ-1»	10	Механічний (РТ40/20 РВМ-12, РП-341)		+				1968 р.
ЯЧ. №6 «ПНУ-105»	10	Механічний (РТ40/20 РВМ-12, РП-341)		+				1968 р.
ЯЧ. №7 «СЭС КАХОВКА1»	10	Мікроелектроний (РС80М2-8)		+				2016 р.
ЯЧ. №8 «ЖБИ-1»	10	Механічний (РТ40/20 РВМ-12, РП-341)		+				1968 р.
ЯЧ. №11 «Ф-96»	10	Механічний (РТ40/20 РВМ-12, РП-341)		+				1968 р.
ЯЧ. №12 «Ф-91»	10	Механічний (РТ40/20 РВМ-12, РП-341)		+				1968 р.
ЯЧ. №13 «СУДНОСЕРВИС»	10	Механічний (РТ40/20 РВМ-12, РП-341)		+				1968 р.
ЯЧ. №14 «РЕЗЕРВ»	10	Механічний (РТ40/20 РВМ-12, РП-341)		+				1968 р.

Продовженнятаблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Яч. №15 «ДГК-1»	10	Механічний		+				1968 р.
Яч. №16 «ДГК-3»	10	Механічний		+				1968 р.
Яч. №17«Хлебзавод -1»	10	Механічний (РТ40/6 РВМ-12, РП-341)		+				1968 р.
Яч. №18 «ТН-10-3»	10	Запобіжник						1968 р.
Яч. №19 «ТН-10-1»	10	Запобіжник						1968 р.
ЯЧ. №22 СМВ-10-3-4 СШ	10	Механічний (РТ40/6 РВМ-12, РП-341)					+	1968 р.
Яч. №23 СМВ-10-1-2 сш	10	Механічний (РТ40/20 РВМ-12, РП-341)					+	1968 р.
Яч. №24 «ТН-10-4»	10	Запобіжник						1968 р.
Яч. №25 «ТН-10-2»	10	Запобіжник						1968 р.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ЯЧ. №26 «КПД-2»	10	Механічний (РТ40/20 РВМ-12, РП-341)		+				1968 р.
ЯЧ. №27 «ЖБИ-2»	10	Механічний (РТ40/20 РВМ-12, РП-341)		+				1968 р.
ЯЧ. №28 «ВОДОЗАБОР-2»	10	Механічний (РТ40/20 РВМ-12, РП-341)		+				1968 р.
ЯЧ. №29 «КОЭМЗ-2»	10	Механічний (РТ40/20 РВМ-12, РП-341)		+				1968 р.
ЯЧ. №30 «ПВФ-2»	10	Механічний (РТ40/20 РВМ-12, РП-341)		+				1968 р.
ЯЧ. №33 «РЕФ.ДЕПО-2»	10	Механічний (РТ40/20 РВМ-12, РП-341)		+				1968 р.
ЯЧ. №34 «Ф-92»	10	Механічний (РТ40/20 РВМ-12, РП-341)		+				1968 р.
ЯЧ. №35 «Ф-93»	10	Механічний (РТ40/20 РВМ-12, РП-341)		+				1968 р.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Яч. №36 «Резерв»	10	механічний		+				1968 р.
Яч. №37 «СЭСКаховка2»	10	Мікроелектроний (РС80М2-8)		+				2016 р.
ЯЧ. №38 «Ф-95»	10	Механічний (РТ40/20 РВМ-12, РП-341)		+				1968 р.
ЯЧ. №39 «Ф-94»	10	Механічний (РТ40/20 РВМ-12, РП-341)		+				1968 р.
Яч. №40 «ДГК-4»	10	механічний		+				1968 р.
Яч. №41 «Технол. ТСР»	10	механічний						1968 р.
Яч. №42 ««Хлебзавод -2»	10	Механічний (РТ40/6 РВМ-12, РП-341)		+				1968 р.

Таблиця № 5. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/10 Рубановка

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВВІД 154КВ-1Т-25 мВА	150	Мікропроцесорний (РС-80, ВF-80/0.4)	Мікропроцесорний (РС-80)	+	+	+	+	2018 р.
ВВІД 154КВ-2Т-25 мВА	150	Мікропроцесорний (РС-80, ВF-80/0.4)	Мікропроцесорний (РС-80)	+	+	+	+	2018 р.
ВЛ-150кВ «Чкалово»	150	відсутній						1974 р.
ТН-150-1СШ	150	відсутній						1974 р.
Ввід 35кВ-1Т	35	Механічний (РТ40/10,ЭВ-123)						1974 р.
Ввід 35кВ-2Т	35	Механічний (РТ40/10,ЭВ-123)						1974 р.
ВЛ-35 кВ «Благовещенка	35	Механічний (КЗ-13)			+			1974 р.
ВЛ-35 кВ «П.Покровка»	35	Механічний (КЗ-13)			+			1974 р.
ВЛ-35 кВ «В.Лепетиха»	35	Механічний (КЗ-13)			+			1974 р.
ВЛ-35 кВ «Ольгино»	35	Механічний (КЗ-13)			+			1974 р.
ВЛ-35 кВ «Николаевка»	35	Механічний (КЗ-13)			+			1974 р.
КЛ-35 кВ «ФЄС»	35	Мікропроцесорний (РС-80)			+			2018 р.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВМС-35 кВ	35	Мікропроцесорний (РС-800					+	2018 р.
ТН-35-1СШ	35	відсутній		+				1974 р.
ТН-35-2СШ	35	відсутній		+				1974 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Механічний (РТ 40/10, ЭВ-132)						1974 р.
Ввід 10кВ-3Т	10	Механічний (РТ 40/10, ЭВ-132)						1974 р.
яч.№ 1 ф. 331	10	Механічний (РТ40/10, ЭВ-144)		+	+			1974 р.
яч.№ 2 ф. 332	10	Механічний (РТ40/10, ЭВ-144)		+	+			1974 р.
яч.№ 5 ф. ТН-10-1СШ	10	Запобіжник						2018 р.
ЯЧ.№ 6 Ф. 333	10	Механічний (РТ40/10, ЭВ-144)		+	+			1974 р.
яч.№ 7 ф. ФЄС-1	10	Мікропроцесорний (РС-80)		+	+	+		2018 р.
яч.№ 8 ф. 335	10	Механічний (РТ40/10, ЭВ-144)		+	+			1974 р.
яч.№ 10 ВВС-10	10	Мікропроцесорний (РС-80)					+	2018 р.
яч.№ 13 ф. ТН-10-2СШ	10	Запобіжник						2018 р.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
яч.№ 15 «Резерв»	10	Механічний (РТ40/10, ЭВ-144)						1974 р.
яч.№ 16 ф. 334	10	Механічний (РТ40/10, ЭВ-144)		+	+			1974 р.
яч.№ 17 ф. 336	10	Механічний (РТ40/10, ЭВ-144)		+	+			1974 р.
яч.№ 18 ф. ФЄС-2	10	Мікропроцесорний (РС-80)		+	+	+		2018 р.
яч.№ 14 «Резерв»	10	Механічний (РТ40/10, ЭВ-144)						1974 р.

Таблиця № 6. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/10 Бериславская

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввоід 1Т-150кВ -25мВА	150	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний (РТ-40/10)					
Ввід 2Т-150кВ -25мВА	150	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний (РТ-40/10)					
ТН-154-1	150	відсутній						
ТН-154-2	150	відсутній						
Л68	150	Мікропроцесорний (Діамант-L031)						
Л69	150	Мікропроцесорний (Діамант-L031)						
Ввід 1Т-35кВ -25мВА	35	Механічний (КЗ-12)						
ВВІД 2Т-35КВ -25МВА	35	Механічний (КЗ-12)						
ВЛ-35кВ «Змеевка»	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05.1)			+			
ВЛ-35КВ «НС-102»	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05)			+			
ВЛ-35кВ «Костырка»	35	Механічний (КЗ-13)			+			
ВЛ-35кВ «Заря»	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05)			+			

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
СМВ-35кВ	35	Механічний (КЗ-12)			+		+	
ТН-35-1	35	відсутній						
ТН-35-2	35	відсутній						
Ввід 1Т-10кВ -25мВА	10	Мікропроцесорний (РС83-АВ2)						
Ввід 2Т-10кВ -25мВА	10	Мікропроцесорний (РС83-АВ2)						
яч.3 ФЄС 2-1	10	Мікропроцесорний (РС83-АВ2)		+				
яч.5 Л-113Компрессорная-1	10	Механічний (РТ-85/1)		+	+			
яч.9 Л-119 «Котельная-1»	10	Мікроелектронний (REST,2)		+	+			
яч.8 Л-118 «Сырзавод»	10	Мікроелектронний (REST1,4)		+	+			
ЯЧ.10 Л-1110 «ГОРОД»	10	Мікроелектронний (REST-1)		+	+			

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
яч.11 Л-1111 «РП-1-1»	10	Мікроелектронний (REST,2)		+	+			
яч.12 ФЄС 1-1	10	Мікропроцесорний (РС83-АВ2)						
яч.13 «ТСР-1»	10	Механічний (РТ-40/20)						
яч.15 ВВС-10	10	Мікропроцесорний (РС83-АВ2)						
яч.16 «ТСР-2»	10	Механічний (РТ-40/20)						
яч.18 Л-1118 «РП-1-2»	10	Механічний (РТ-85/1)		+	+			
яч.22 Л-1122 «Котельная-2»	10	Механічний (РТ-85/1)		+	+			
яч.24 Л-1124 Компрессорная-2	10	Мікроелектронний (REST,1)		+	+			
яч.25 ФЄС 2-2	10	Мікропроцесорний (РС83-АВ2)						
ТН-1	10	запобіжник						
ТН-2	10	запобіжник						

Таблиця № 6. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/10 Новая

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВЭ-150кВ-1Т	150	Мікропроцесорний (7IRV-B)	Мікропроцесорний (RET650)					2016 р.
ВЛ-150 кВ Каховская 330 кВ	150	мікропроцесорний						2016 р.
ТН-150-1	150	Відсутній						2016 р.
ВВ-35-1Т	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05-52)						
яч.2 ВЛ-35 «Р-2 Восток»	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05 -70)		+	+	+		2016 р.
ЯЧ.3 ВЛ-35 «ЧАПЛИНКА»	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05-70)		+	+	+		2016 р.
яч.4 ТН-35-1СШ	35	Відсутній						2016 р.
яч.5 ВЛ-35 «Мирная»	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05-70)		+	+	+		2016 р.
яч.8 ВВС-35	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05-70)		+	+	+		2016 р.
яч.10 ВЛ-35 «Р-2 Запад»	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05-70)		+	+	+		2016 р.
яч.11 ТН-35-2СШ	35	Відсутній						2016 р.
яч.12 ВЛ-35 «Кр. Чабан»	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05-70)		+	+	+		2016 р.
яч.13 ВЛ-35 «Григоровка»	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05-70)		+	+	+		2016 р.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВВ-10-1Т	10	Мікропроцесорний (МРЗС-05-61)						
яч. 1 «Резерв»	10	Мікропроцесорний (МРЗС-05Л)						2016 р.
яч. 2 ТСР-1	10	Мікропроцесорний (МРЗС-05Л)				+		2016 р.
яч. 4 ТН-10-1СШ	10	Механічний (РН-54/160)						2016 р.

Таблиця № 1. 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
Ввід-35кВ-2Т-1,6мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20)					1968/1968
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 №2. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ Високопольская.

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, 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

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
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 № 3. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ Кочубеевка.

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.

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 4. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ Н.Вознесенская

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.

Арк.

Таблиця № 2. 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)		+				2013
Ввід 35кВ-2Т-1000кВА	35	Мікроелектронний (РТ-200)		+				2013
Ввід 10кВ-1Т-2500кВА	10	Мікроелектронний (РС-80)						2013
ВВІД 10КВ-2Т-1000КВА	10	Мікроелектронний (РС-80)						2013
ВМС-35	35	Механічний (РТ-40/10)						1968
Ф-121	10	Механічний (РТМ-1)						1968
Ф-122	10	Механічний (РТВ)						1968
Ф-123	10	Механічний (РТВ)						1968
Ф-124	10	Механічний (РТМ-1)						1968

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ТН-10-1	10	запобіжник						1968
ТН-10-2	10	запобіжник						1968
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (REST-2,4)						2011
ТСР-1	10	запобіжник						1968
ТСР-2	10	запобіжник						1968

Таблиця № 4. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Красний 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)		+				2005
ВВОД 10КВ-2Т	10	(Мікроелектронний) REST-2,4						2005
ВЛ-35 «Р.ЛЮКСЕМБУРГ»	35	Механічний (РТ-40/10)						1979
Ф-141	10	Механічний (РТМ)						1979
Ф-143	10	Механічний (РТМ)						1979
Ф-144	10	Механічний (РТ-85/1)						1979
Ф-145	10	Механічний (РТМ)						1979
Ф-146	10	Механічний (РТМ)						1979
ТН-10-1	10	запобіжник						1979
ТН-10-2	10	запобіжник						1979
СМВ-10кВ	10	мікроелектронний						2012
ТСР-1	10	запобіжник						1979

Таблиця № 5. 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;РП-341; РВМ-12)		+				1970
Ввід 35кВ -2Т-2500кВА	35	Мікроелектронний (РС-80М2-14)		+				2006
ВВІД 10КВ-1Т	10	Мікроелектронний (REST-2,4)						2006
ВВІД 10КВ-2Т		(REST-2,4)						2006
Ф-151	10	Механічний (РТМ-1)						1970
Ф-153	10	Механічний (РТМ-1)						1970
Ф-154	10	Механічний (РТМ-1)						1970
ТН-10-1	10	запобіжник						1970
ТН-10-2	10	запобіжник						1970
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (REST -2,4)						2011
ТСР-1	10	запобіжник						1970
ТСР-2	10	запобіжник						1970

Таблиця № 6. 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)					1981
Ввід 35кВ-2Т-4,0кВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20, РП-341, РВМ-12)					1981
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (REST.01-200)						2013
ВВІД 10КВ-2Т	10	Мікроелектронний (REST.01-200)						2013
ВМС-35	35	Механічний (РТ-40/20, РП-341, РВМ-12)						1981
Ф-161	10	Механічний (РТ-85/1)						1981
Ф-164	10	Механічний (РТМ)						1981
Ф-165	10	Механічний (РТМ)						1981
ТН-10-1	10	запобіжник						1981

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ТН-10-2	10	запобіжник						1981
СМВ-10кВ	10	мікроелектронний						2013
ТСР-1	10	запобіжник						1981
ТСР-2	10	запобіжник						1981

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 7. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «НС-ІІІ-МК».

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввід 10кВ- 1Т	35	запобіжник	Мікроелектронний (REST)	+				1973/2018
Ввід 35кВ-2Т-1000кВА	35	мікроелектронний (РТ-200)						2018
Ф-171	10	Механічний (РТМ)						1973
ТН-10-1	10	запобіжник						1973
ТСР-1	10	запобіжник						1973

Арк.

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 8. 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)		+				2014
Ввід 10кВ- 1Т	10	Мікроелектронний (RT-200)						2014
2Т	35	запобіжник						1973
3Т	35	запобіжник						1973
Ф-181	10	Механічний (РТМ)						1973
Ф-183	10	Мікропроцесорний (МРЗС-05Л)						2013
ТН-10-1	10	запобіжник						1973
ТСР-1	10	запобіжник						1973

Арк.

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 9. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Заозерное».

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВЛ-35кВ «Заозерне»	35	Мікроелектронний (РС-80М2-5)						2005
Ввід 10кВ-1Т-2,5мВА	35	запобіжник	Мікроелектронний (REST-2,4)	+				1978/2005
Ф-191	10	Механічний (РТМ-1)						1978
ТН-10-1	10	запобіжник						1978
ТСР-1	10	запобіжник						1978

Арк.

Таблиця № 10. 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)	+				1986
ВМ-10-1Т		Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2012
ВМС-35	35	Механічний (РТ-40/20)						1986
Ф-201	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						1986
Ф-203	10	Механічний (РТМ)						1986
Ф-204	10	Механічний (РТМ)						1986
Ф-205	10	Механічний (РТМ)						1986
ТН-10-1	10	запобіжник						1986
ТСР-1	10	запобіжник						1986

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 11. 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		+				1976
ВВІД 10КВ- 1Т	10	мікроелектронний (Rest -2, 4)						2013
Ф-212	10	Механічний (РТМ)						1976
ТН-10-1	10	запобіжник						1976
ТСР-1	10	запобіжник						1976

Арк.

Таблиця № 12. 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		+				1979
Ввод 10кВ- 1Т-2,5мВА		Мікроелектронний (REST)						2009
ВМС-35	35	механічний						1979
Ф-221	10	Механічний (РТМ)						1979
Ф-223	10	Механічний (РТВ-1)						1979
Ф-224	10	Механічний (РТВ-1)						1979
ВМС-10	10	Мікроелектронний (REST)						2011
ТН-10-1	10	запобіжник						1979
ТСР-1	10	запобіжник						1979

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 13. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Черноморовка».

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввід 35кВ-2,5кВА	35	Механічний (РТ-40/20, РП-341, РВМ-12)		+				1979
Ввід -10кВ		Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2008
ВМС-35	35	відсутній						1979
Ф-232	10	Механічний (РТВ-1)						1979
Ф-233	10	Механічний (РТВ-1)						1979
ТН-10-2	10	запобіжник						1979
ТСР-2	10	запобіжник						1979

Арк.

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 14. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Каменка».

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввід-35кВ-1Т-2,5мВА	35	Мікроелектронний (РС-80М2М-14)		+				2008
2Т	35	механічний		+				1963
ВВІД 10КВ- 1Т-2,5МВА	10	Мікроелектронний (REST-0,1-200)						2015
ВВІД 10КВ- 2Т-2,5МВА	10	Мікроелектронний (REST-0,1-200)						2015
Ф-241	10	Механічний (РТМ)						1963
Ф-242	10	Механічний (РТМ)						1963
Ф-243	10	Механічний (РТМ)						2006
ТН-10-1	10	запобіжник						1963
ТСР-1	10	запобіжник						2015
ТСР-2	10	запобіжник						1963

Арк.

Таблиця № 16. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Каири».

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввзд 35кВ 1Т-2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-13, РП-341)		+				1986
Ввзд 10кВ 1Т		Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2012
ВМС-35	35	Відсутній						
ВЛ-35 «ГОРНОСТАЇВКА»	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-13, РП-341)						1986
Ф-261	10	Механічний (РТМ)						1986
Ф-262	10	Механічний (РТМ)						1986
Ф-263	10	Механічний (РТМ)						1986
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2011
ТСР-1	10	запобіжник						
ТН-10-1	10	запобіжник						

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 17. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Горностаевка».

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВЛ-35 «ОЛЬГИНЕ»	35	Механічний (РТ-40/20)						
ВЛ-35 «КАЇРИ»	35	Механічний (РТ-40/10)						
ВЛ-35 «В.ЛЕПЕТИХА»	35	Механічний (РТ-40/10)						
Ввод 35кВ - 1Т-4,0мВА	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)		+				
Ввод 35кВ - 2Т -2,5мВА	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)		+				
Ввод 10кВ - 1Т		Мікроелектронний (РС-80М2-14)						
ВВОД 10КВ - 2Т		Мікроелектронний (РС-80М2-14)						
ВМС-35	35	Механічний (РТ-40/10)						

Арк.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ф-271	10	Механічний (РТМ)						
Ф-272	10	Механічний (РТМ)						
Ф-273	10	Механічний (РТМ)						
Ф-274	10	Механічний (РТМ)						
Ф-275	10	Механічний (РТМ)						
Ф-276	10	Механічний (РТМ)						
Ф-277	10	Механічний (РТМ)						
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2008
ТН-10-1	10	запобіжник						
ТН-10-2	10	запобіжник						
ТСР-1	10	запобіжник						
ТСР-2	10	запобіжник						

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 18. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Б.Благовещенка».

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВЛ-35 «СТЕПНА»	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-13, РП-341)						
ВЛ-35 «РУБАНІВКА»	35	Механічний (РТ-40/6)						
ВЛ-35 «КОСТЯНТИНІВКА»	35	Мікропроцесорний (РС83-АВ2)		+	+			2018
Ввод 35кВ 1Т-1,8мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)	+				
Ввод 35кВ 2Т-2,5мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)	+				
Ввод 10кВ 1Т		Мікроелектронний (РС-80)						
ВВОД 10КВ 2Т		Мікроелектронний (REST-0,1-200)						
ВМС-35	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-12, РП-341)						

Арк.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ф-281	10	Механічний (РТВ)						
Ф-282	10	Механічний (РТВ)						
Ф-283	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2016
Ф-284	10	Механічний (РТВ)						
СМВ-10кВ	10	відсутній						
ТН-10-1	10	запобіжник						
ТН-10-2	10	запобіжник						
ТСР-1	10	запобіжник						
ТСР-2	10	запобіжник						

Таблиця № 19. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Костантиновка».

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВЛ-35 «Р.ЛЮКСЕМБУРГ»	35	Механічний (РП-341,РВМ-12, РТ-40/10)						
Ввід 35кВ-1Т-2,5мВА	35	Мікроелектронний (РС-80М2-5)		+				
Ввід 35кВ-2Т-2,5мВА	35	механічний		+				2018
ВВІД 10КВ-1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-8, РП-341)						
ВВІД 10КВ-2Т	10	Механічний (РТВ)						
Ф-291	10	Механічний (РТМ)						
Ф-292	10	Механічний (РТМ)						
Ф-293	10	Механічний (РТМ)						

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 20. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Ольгино».

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввід 35кВ-2Т-2,5мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20,РП-341, РВМ-12)	+				
Ввід 10кВ-2Т-2,5мВА	10	Механічний (РТ-40/20,РП-341, РВМ-12)						
ВМС-35	35	Механічний (РТ-40/10,РП-341, РВМ-12)						
Ф-311	10	Механічний (РТВ)						
Ф-312	10	Механічний (РТВ)						
Ф-313	10	Механічний (РТВ)						
Ф-314	10	Механічний (РТВ)						
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2008
ТН-10-2	10	запобіжник						
ТСР-2	10	запобіжник						

Арк.

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 21. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Богдановка».

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, РП-341,РВМ-12)		+				1988
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2008
ВМС-35	35	Механічний (РТ-40/20, РП-341,РВМ-12)						1988
Ф-902	10	Механічний (РТМ-1)						1988
Ф-908	10	Механічний (РТМ-1)						1988
ВМС-10	10	Відсутній (RT-200)						2010
ТН-10-1	10	запобіжник						1988
ТСР-1	10	запобіжник						1988

Арк.

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 1. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/6-10кВ «Каховка».

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввод 35кВ-1Т-10МВА	35	Мікропроцесорний (РС-83/ДТ-2)						2016
Ввод 35кВ-2Т-5,6мВА	35	Механічний (РТ-40/20)						2016
Ввод 35кВ-3Т-6,3кВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20, РП-361, РСВ-13)					1956/1956
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)						2016
ВВОД 6КВ-2Т	6	Мікроелектронний (REST-01-200)						2016
ВВОД 10КВ-3Т	10	Мікроелектронний (РТ-200)						2016
ВВОД 10КВ-4Т	10	Механічний (РТ-40/10)						1956
ВМС-35	35	відсутній						

Арк.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ф-84	6	Механічний (РТМ)						1956
Ф-85	6	Механічний (РТМ)						1956
Ф-87	6	Механічний (РТМ)						1956
Ф-88	6	Механічний (РТМ)						1956
Ф-89	6	Механічний (РТМ)						1956
Ф-810	6	Механічний (РТВ)						1956
Ф-811	6	Механічний (РТМ)						1956
Ф-813	6	Механічний (РТВ)						1956
Ф-815	6	Мікроелектронний (РС-80М2-20)						2016

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ф-816	6	Мікроелектронний (РС-80М2-20)						2016
Ф-817	6	Механічний (РТМ)						1956
Ф-818	6	Механічний (РТМ)						1956
Ф-819	6	Механічний (РТМ)						1956
Ф-820	6	Механічний (РТМ)						1956
Ф-821	6	Механічний (РТМ)						1956
Ф-823	6	Механічний (РТМ)						1956
Ф-824	6	Механічний (РТМ)						1956
Ф-825	6	Механічний (РТМ)						1956

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ТН-6-2	6	запобіжник						1956
ТН-6-2	6	запобіжник						1956
Ф-828	10	Механічний (РТМ)						1956
Ф-830	10	Механічний (РТМ)						1956
Ф-831	10	Мікроелектронний (REST0,1-200)						2015
Ф-832	10	Механічний (РТМ)						1956
Ф-833	10	Механічний (РТМ)						1956
Ф-834	10	Механічний (РТМ)						1956
Ф-837	10	Механічний (РТМ)						1956
Ф-840	10	Мікроелектронний (РС-80М2-20)						2012

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ф-849	10	Механічний (РТМ)						1956
Ф-851	10	Механічний (РТМ)						1956
Ф-853	10	Механічний (РТМ)						1956
ВМС-10	10	Мікроелектронний (РС-80М2-20)						2015
ТН-10-1	10	запобіжник						1956
ТН-10-2	10	запобіжник						1956

Таблиця № 3. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Чернянка».

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввід 35кВ -1Т-4000кВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20;РП-341;РВМ-12)	+				1970/1970
Ввід 35кВ -1Т-4000кВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20;РП-341;РВМ-12)	+				1970/1970
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (REST-2,4)						2012
ВВІД 10КВ - 2Т	10	Мікроелектронний (REST-2,4)						2012
ВМС-35	35	Механічний (РТ-40/10)						1970
ВЛ-35 «Н.МАЯЧКА»	35	Механічний (РТ-40/10)						1970
ВЛ-35 СН ПС-750«КАХОВСЬКА»	35	Мікропроцесорний (РС-83АВ-2)						2016
Ф-131	10	Механічний (РТВ-1)						1970
Ф-132	10	Механічний (РТМ-1)						1970
Ф-133	10	Механічний (РТВ-1)						1970

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ф-134	10	Механічний (РТВ-1)						1970
Ф-137	10	Механічний (РТМ-1)						1970
Ф-138	10	Механічний (РТМ-1)						1970
ТН-10-1	10	запобіжник						1970
ТН-10-2	10	запобіжник						1970
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (REST-2,4)						2012
ТСР-1	10	запобіжник						1970
ТСР-2	10	запобіжник						1970

Таблиця № 15. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ «Любимовка».

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввід-35-1Т-4,0мВА	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-13, РП-341)		+				1986
Ввід-35-2Т-4,0мВА	35	Механічний (РТ-40/20, РВМ-13, РП-341)		+				1986
Ввід-10-1Т	10	Мікроелектронний (RT-200)						2016
ВВІД-10-2Т	10	Мікроелектронний (RT-200)						2016
ВМС-35	35	відсутній						1986
Ф-250	10	Механічний (РТВ-4)						1986
Ф-252	10	Механічний (РТВ-4)						1986
Ф-253	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)						2017

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ф-254	10	Механічний (РТМ)						1986
Ф-256	10	Механічний (РТМ)						1986
Ф-257	10	Механічний (РТМ)						1986
Ф-258	10	Механічний (РТМ)						1986
Ф-259	10	Механічний (РТМ)						1986
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (RT-200)						2013
ТН-10-1	10	запобіжник						1986
ТН-10-2	10	запобіжник						1986
ТСР-1	10	запобіжник						1986
ТСР-2	10	запобіжник						1986
РЕК-1 Ф-253	10	мікропроцесорний						2018

Таблиця № 1. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ Беляевка.

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення 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 № 2. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ Гавриловка.

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 № 3. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ Крещеновка.

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)	-					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 № 4. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ Осокоровка.

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввід-35кВ-1Т-2,5кВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20, РП-341, РВМ-12)					1990/1990
Ввід-10кВ-1Т-2,5кВА	10	Механічний (РТМ)	-					1990/1990
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/10, РП-341, РВМ-12)	-					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 № 5. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ Пионер.

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення 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 № 7. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ Янтарная

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввід-35кВ-1Т-2,5кВА	35	Механічний (РТ-40/20 РП-341, РВМ-12)	-					1989 р.
Ввід 10кВ-1Т	10	Механічний (РТВ-1)						1989 р.
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/20 РП-341, РВМ-12)						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 № 8. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 кВ Воскресеновка .

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввід-35кВ-1Т-2,5кВА	35	Механічний (РТ-40/20,РП-341, РВМ-12)	-					1986 р.
Ввід-10кВ-1Т-2,5кВА	10	Мікроелектронний (РС-80М2-14)	-					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 №9. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ Золотобалковская

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення 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 (REST.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 № 10. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ Нововоронцовская

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення 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

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
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 № 11. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 кВ Пограничная

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 РП-341, РВМ-12)	-					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 № 12. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 кВ Червонофлотец .

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
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 № 2. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Б.Копани

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВВ-35кВ Костогрызово	35	мікроПроцесорний (РС83-А2.0)						2018
ВМ-35кВ «Раденск»	35	Механічний (РТ-40/50)						1970
Ввід 35кВ-1Т 2500кВА	35	Механічний (РТ-40/10)						1970
Ввід 35кВ-2Т 4000кВА	35	Механічний (ДЗТ-11)	Механічний (РТ-40/10)					2007
Ввід 10кВ-1Т	35	Мікроелектронний (РС-80-14)						2010
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (РС-80-14)						2010
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (REST)						2010

Продовження таблиці

Ф-1941	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)						2010
Ф-1942	10	Мікроелектронний (РС-80-14)						2010
Ф-1943	10	Мікроелектронний (РС-80-14)						2010
Ф-1944	10	Мікроелектронний (РТ-200)						2010
Ф-1945	10	Мікроелектронний (УЗА-АТ)						2010
Ф-1946	10	Мікроелектронний (РС-80-14)						2010
Ф-1947	10	Мікроелектронний (РС-80-14)						2010
ТН-10-1	10	запобіжник						1970
ТН-10-2	10	запобіжник						1970

ТАБЛИЦЯ № 2. ДАНІ ЩОДО РЗА, АВТОМАТИКИ ТА ТЕЛЕМЕХАНІКИ НА ПС 35/10 БРИЛЕВКА (ОЛЕШКІВСЬКІ РЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/20)						1970
Ввід 35кВ- 1Т 4000кВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20)					1970
Ввід 35кВ- 2Т 4000кВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/50)					1970
Ввід 10кВ 1Т	10	мікропроцессорний (РС-80МР)						2018
Ввід 10кВ-2Т	10	Мікроелектронний (РТ.200)						2010
СМВ-10КВ	10	Мікроелектронний (РТ.200)						2010
Ф-1962	10	Механічний (РТ-85)						1970
Ф-1963	10	Мікроелектронний (REST.01-200)						2010
Ф-1965	10	Механічний (РТ-85)						1970
Ф-1964	10	Механічний (РТ-85)						1970
ТН-10-1	10	запобіжник						1970
ТН-10-2	10	запобіжник						1970

Зми..
Арк.
№ докум.
Підпис
Дата

Таблиця № 2. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 К.Лагеря (Олешківські РЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввід 35кВ –1Т 2500кВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/10)					1983
Ввід 35кВ –2Т 2500кВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/10)					1983
ВВІД 10КВ –1Т	10	Мікропроцесорний (РС-80МР)						2018
ВВІД 10КВ –2Т	10	Мікропроцесорний (РС-80МР)						2018
СМВ-10	10	Мікроелектронний (REST-2)						2007
Ф-1971	10	Мікроелектронний (РС-80-14)						2007
Ф-1972	10	Мікроелектронний (РС-80МР)						2007
Ф-1973	10	Мікроелектронний (РС-80-5)						2007
Ф-1974	10	Мікроелектронний (REST.01-200)						2007
Ф-1975	10	Механічний (РТВ)						1983

Арк.

аблиця № 2. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Костогризово (Олешківські РЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
СВ-35кВ	35	Мікропроцесорний (РС83-АВ2)			+			2018
ВВ-35 СЕС Костогризово	35	Мікропроцесорний (РС83-АВ2)			+			2018
ВВІД35КВ-1Т–1600КВА	35	Мікропроцесорний (РС83-А2.0)						2018
Ввід35кВ-2Т–1600кВА	35	Мікропроцесорний (РС83-А2.0)						2018
ТН-35-1	35	Мікропроцесорний (РС83-В1)						1979
Ввід10кВ –1Т	10	Механічний (РТ-40/10)						1979
Ввід 10кВ –2Т	10	Механічний (РТ-40/10)						1979
СМВ-10КВ	10	Механічний (РТ-95)						1979

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 2. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Лесная (Олешківські РЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/50)						1973
Ввід 35кВ-1Т 4000кВА	35	Мікропроцесорний (РС-83)	Механічний (РТ-40/10)					2017
Ввід 35кВ –2Т 6300 кВА	35	Мікропроцесорний (РС-83)	Механічний (РТ-40/10)					2017
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікропроцесорний (РС-80МР)						2017
ВВІД 10КВ –2Т	10	Мікропроцесорний (РС-80МР)						2017
СМВ-10	10	Мікроелектронний (REST-2)						2008

Арк.

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 2. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Н.Маячка (Олешківські РЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/20)						1980
Ввід 35кВ –1Т 4000кВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РС-80-14)					1980
ВВІД 35КВ –2Т 4000КВА	35	Механічний (РНТ-565	Механічний (РТ-40/20)					1980
Ввід 10кВ -1Т	10	Мікроелектронний (РНТ-565)						2012
ВВІД 10КВ –2Т	10	Мікроелектронний (РНТ-565)						2012
СМВ-10кВ	10	Мікроелектронний (REST.2)						2012

Арк.

Продовження таблиці

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ф-1911	10	Мікроелектронний (REST 01-200)						2012
Ф-1912	10	Мікроелектронний (REST 01-200)						2012
Ф-1913	10	Механічний (РТ-85)						1980
Ф-1914	10	Мікроелектронний REST 01-200						2012
Ф-1915	10	Мікроелектронний (REST)						2012
Ф-1916	10	Мікроелектронний (РС-80)						2012
Ф-1917	10	Мікроелектронний (REST)						2012
Ф-1918	10	Мікроелектронний (REST.01-200)						2012
Ф-1919	10	Механічний (РТВ)						1980
ТН-10-1	10	запобіжник						1980
ТН-10-2	10	запобіжник						1980

Таблиця № 2. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Подокалиновка (Олешківські РЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввід35-2Т-1600кВА	35	Мікроелектронний (РС-80-5)						2012
Ввід 10кВ-2Т	35	Мікроелектронний (РТ-200)						2012
СМВ-10КВ	35	Механічний (РТ-85)						1969
Ф-1931	35	Механічний (РТ-85)						1969
Ф-1932	35	Механічний (РТ-85)						1969
Ф-1933	10	Механічний (РТ-85)						1969
Ф-1934	10	Механічний (РТ-85)						1969
Ф-1935	10	Механічний (РТ-85)						1969
ТН-10-1	10	запобіжник						1969

Таблиця № 2. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Раденская (Олешківські РЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
СМВ-35кВ	35	Механічний (РТ-40/20)						1984
Ввід 35кВ-1Т 2500	35	Механічний (РТ-40/20)						1984
Ввід 10кВ –1Т	10	Мікроелектронний (РС-80М2-5)						2010
Ф-2001	10	Механічний (РТ-85)						1984
Ф-2002	10	Механічний (РТ-85)						1984
Ф-2003	10	Механічний (РТ-85)						1984
ТН-10-1	10	запобіжник						1984

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 2. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Ст.Маячка (Олешківські РЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
Ввід 35кВ -1Т 1600кВА	35	Механічний (КЗ-37)						1981
Ввід 10кВ-1Т	10	Мікроелектронний (REST.2)						2012
СМВ-10КВ	10	Механічний						1981
Ф-1921	10	Мікроелектронний (РТ-200)						2012
Ф-1922	10	Механічний (РТ-85)						1981
Ф-1923	10	Мікроелектронний (РТ-200)						2012
Ф-1924	10	Мікроелектронний (РТ-200)						2012
ТН-10-1	10	запобіжник						1981

Арк.

Зми..
Арк.
№ докум.
Підпис
Дата

Таблиця № 2. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10 Тарасовка (Олешківські РЕМ)

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
СМВ-35	35	Механічний (РТ-40/20)						1988
ВВід 35кВ-1Т 1000кВА	35	Механічний (РТ-40/10)						1988
ВВід 35кВ-2Т 2500кВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20)					1988
ВВід 10кВ-1Т	10	Мікропроцесорний (РС-80МР)						2018
ВВід 10кВ-2Т	10	Мікропроцесорний (РС-80МР)						2018
СМВ-10	10	Мікроелектронний (REST-2)						2012
Ф-1951	10	Мікроелектронний (REST-200)						2012
Ф-1952	10	Механічний (РТВ)						1988
Ф-1953	10	Мікроелектронний (РТ-200)						2012
Ф-1954	10	Механічний (РТВ)						2012
ТН-10-1	10	запобіжник						1988
ТН-10-2	10	запобіжник						1988

Арк.

Таблиця № 6. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 150/35/10 Новая

Приєднання	*Напруга, кВ*	*Основний захист*	*Резервний захист*	*Наявність:*				*Рік встановлення захистів*
				ЗОЗЗ	*АПВ*	*УРОВ*	*АВР*	
ВЭ-150кВ-1Т	150	Мікропроцесорний (7IRV-B)	Мікропроцесорний (RET650)					2016 р.
ВЛ-150 кВ Каховская 330 кВ	150	мікропроцесорний						2016 р.
ТН-150-1	150	Відсутній						2016 р.
ВВ-35-1Т	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05-52)						
яч.2 ВЛ-35 «Р-2 Восток»	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05 -70)		+	+	+		2016 р.
ЯЧ.3 ВЛ-35 «ЧАПЛИНКА»	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05-70)		+	+	+		2016 р.
яч.4 ТН-35-1СШ	35	Відсутній						2016 р.
яч.5 ВЛ-35 «Мирная»	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05-70)		+	+	+		2016 р.
яч.8 ВВС-35	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05-70)		+	+	+		2016 р.
яч.10 ВЛ-35 «Р-2 Запад»	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05-70)		+	+	+		2016 р.
яч.11 ТН-35-2СШ	35	Відсутній						2016 р.
яч.12 ВЛ-35 «Кр. Чабан»	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05-70)		+	+	+		2016 р.
яч.13 ВЛ-35 «Григоровка»	35	Мікропроцесорний (МРЗС-05-70)		+	+	+		2016 р.

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 1. 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
Ввід-35кВ-2Т-1,6мВА	35	Механічний (РНТ-565)	Механічний (РТ-40/20)					1968/1968
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.

Арк.

Таблиця №2. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ Високопольська.

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, 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 № 3. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ Кочубеевка.

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.

Змн.. Арк. № докум. Підпис Дата

Таблиця № 4. Дані щодо РЗА, автоматики та телемеханіки на ПС 35/10кВ Н.Вознесеновка.

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.

Арк.

18.4. Технічний стан повітряних ліній 0,4-6-10кВ

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 01.01.2019р. технічний стан у розрізі районів наведено у табл. 18.4.1.

Табл. 18.4.1. Технічний стан ПЛ-6-10кВ у розрізі районів

Район	Всього, км	Добре, км	Капітальний ремонт, км	Реконструкція, км	Заміна, км
Великолепетиські РЕМ	626,9	404,566	222,334	0	0
Високопільські РЕМ	1075,355	273,618	801,737	0	0
Генічеські РЕМ	608,5	470,219	105,301	32,98	0
Голопристанські РЕМ	749,26	584,63	164,63	0	0
Іванівські РЕМ	716,58	504,837	211,743	0	0
Каховські РЕМ	747,23	493,101	247,589	6,54	0
Новокаховські РЕМ	639,29	365,431	273,859	0	0
Новотроїцькі РЕМ	666,203	383,303	282,9	0	0
Скадовські РЕМ	754,53	336,565	266,285	151,68	0
Херсонські РЕМ	832,442	598,08	228,262	2,1	4
Олешківські РЕМ	747,68	622,126	125,554	0	0
Чаплинські РЕМ	920,43	667,624	252,806	0	0
Разом	9084,4	5704,1	3183,00	193,3	4

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 01.01.2019р. технічний стан у розрізі районів наведено у табл. 18.4.2.

Табл. 18.4.2. Технічний стан ПЛ-0,4кВ у розрізі районів

Район	Всього, км	Добре, км	Капітальний ремонт, км	Реконструкція, км	Заміна, км
В.Лепетиські РЕМ	697,002	374,815	297,075	25,112	0,000
Високопільські РЕМ	1217,075	279,873	925,552	11,550	0,100
Генічеські РЕМ	726,800	657,397	58,072	11,331	0,000
Г.Пристанські РЕМ	1083,167	806,608	255,052	10,220	11,287
Іванівські РЕМ	824,569	305,401	493,909	25,259	0,000
Каховські РЕМ	862,817	650,989	181,089	30,739	0,000
Н.Каховські РЕМ	947,81	400,629	538,232	8,949	0,000
Новотроїцькі РЕМ	742,532	513,637	196,767	18,415	13,713
Скадовські РЕМ	596,712	447,513	76,799	66,240	6,160
Херсонські РЕМ	1539,875	1135,170	366,874	30,061	7,770
Олешківські РЕМ	806,933	443,362	353,661	0	9,910
Чаплинські РЕМ	975,808	651,906	311,418	12,324	0,160
Разом	11021,1	6667,3	4054,5	250,2	49,1

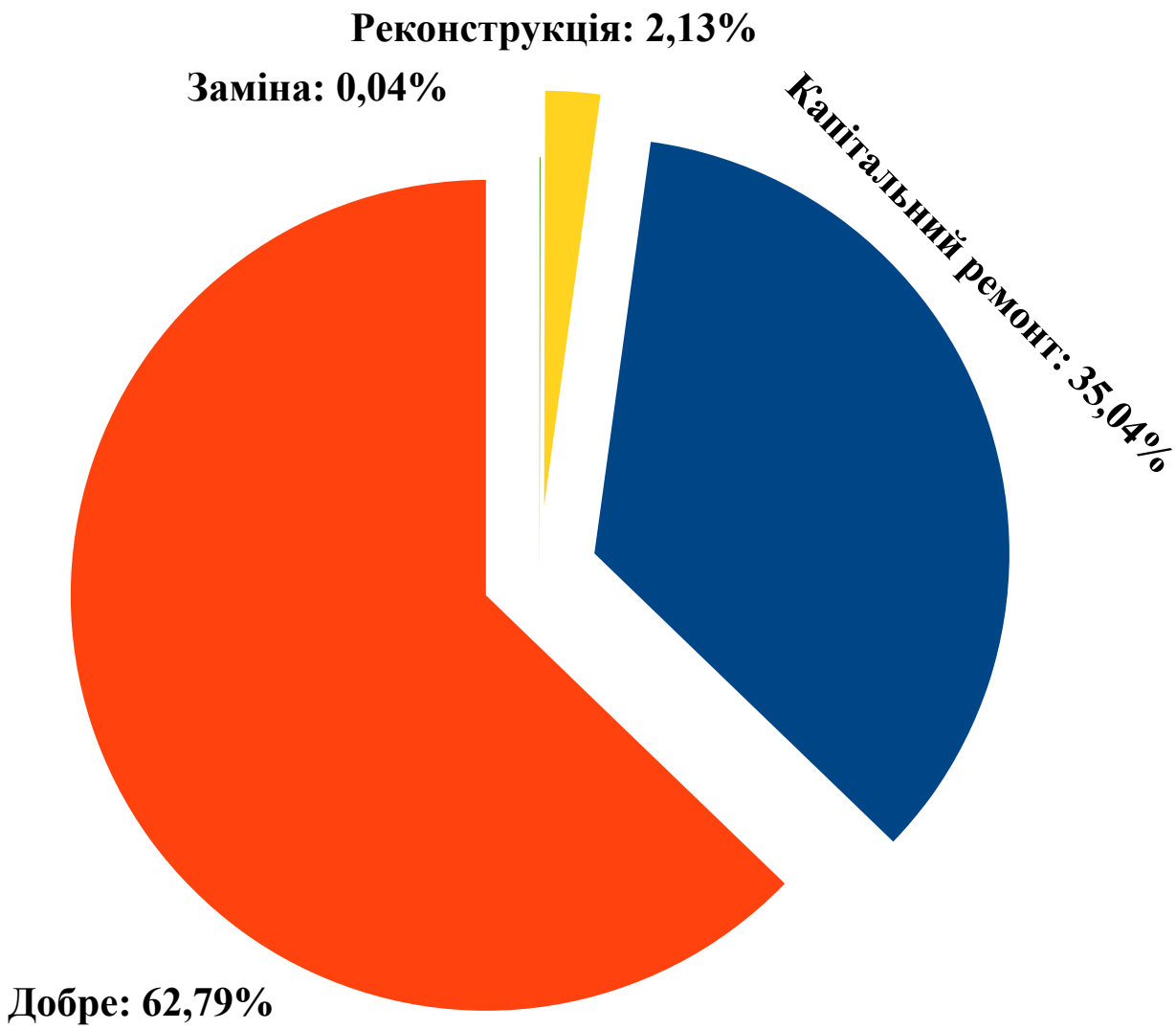


Рис. 18.4.1. Відсоткове співвідношення стану повітряних ліній 6-10кВ.

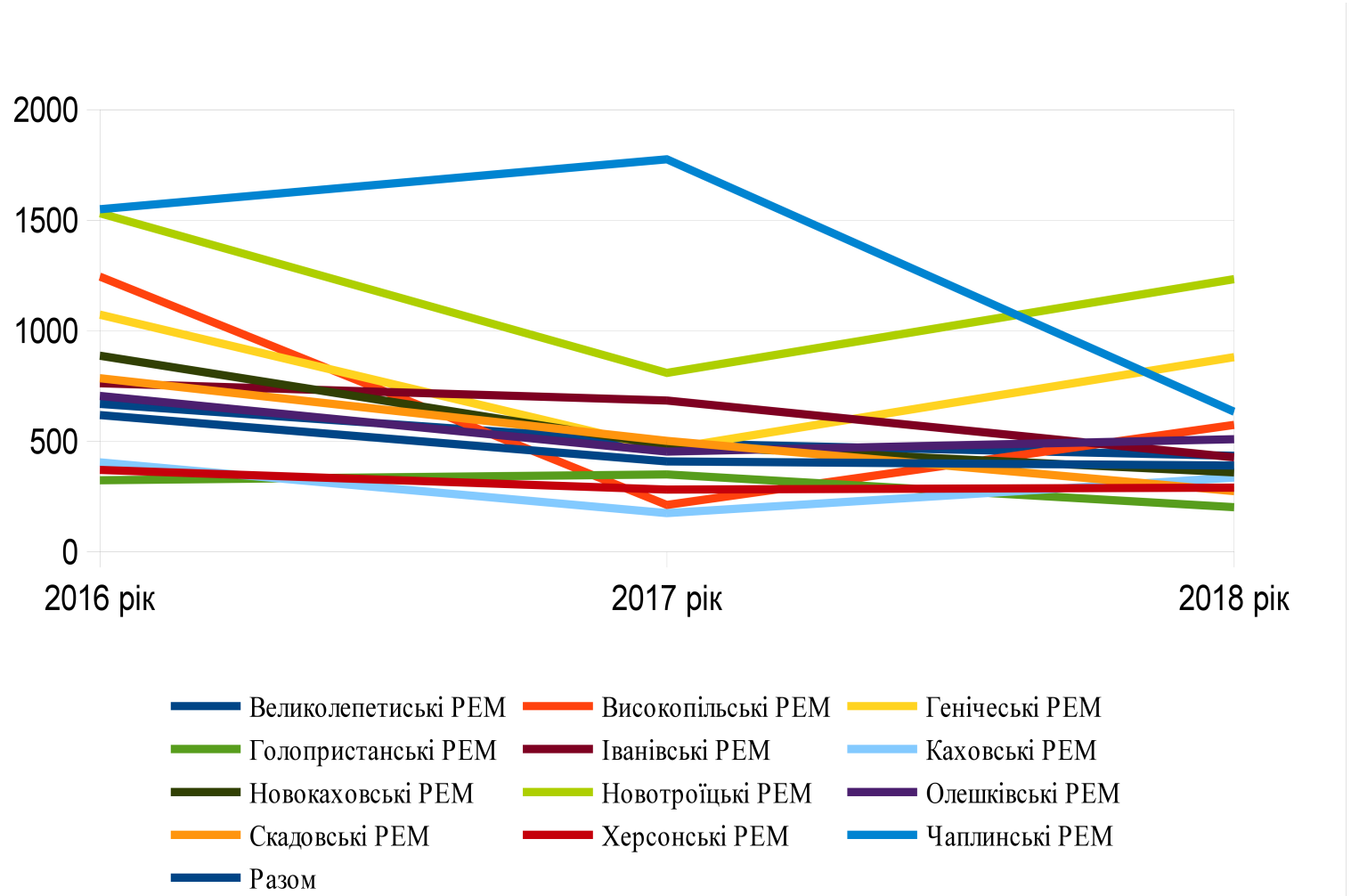


Рис. 18.4.10. Зведений звіт цільових показників надійності електропостачання споживачів по фідерам 6,10 кВ (SAIDI, хв) в міській місцевості.

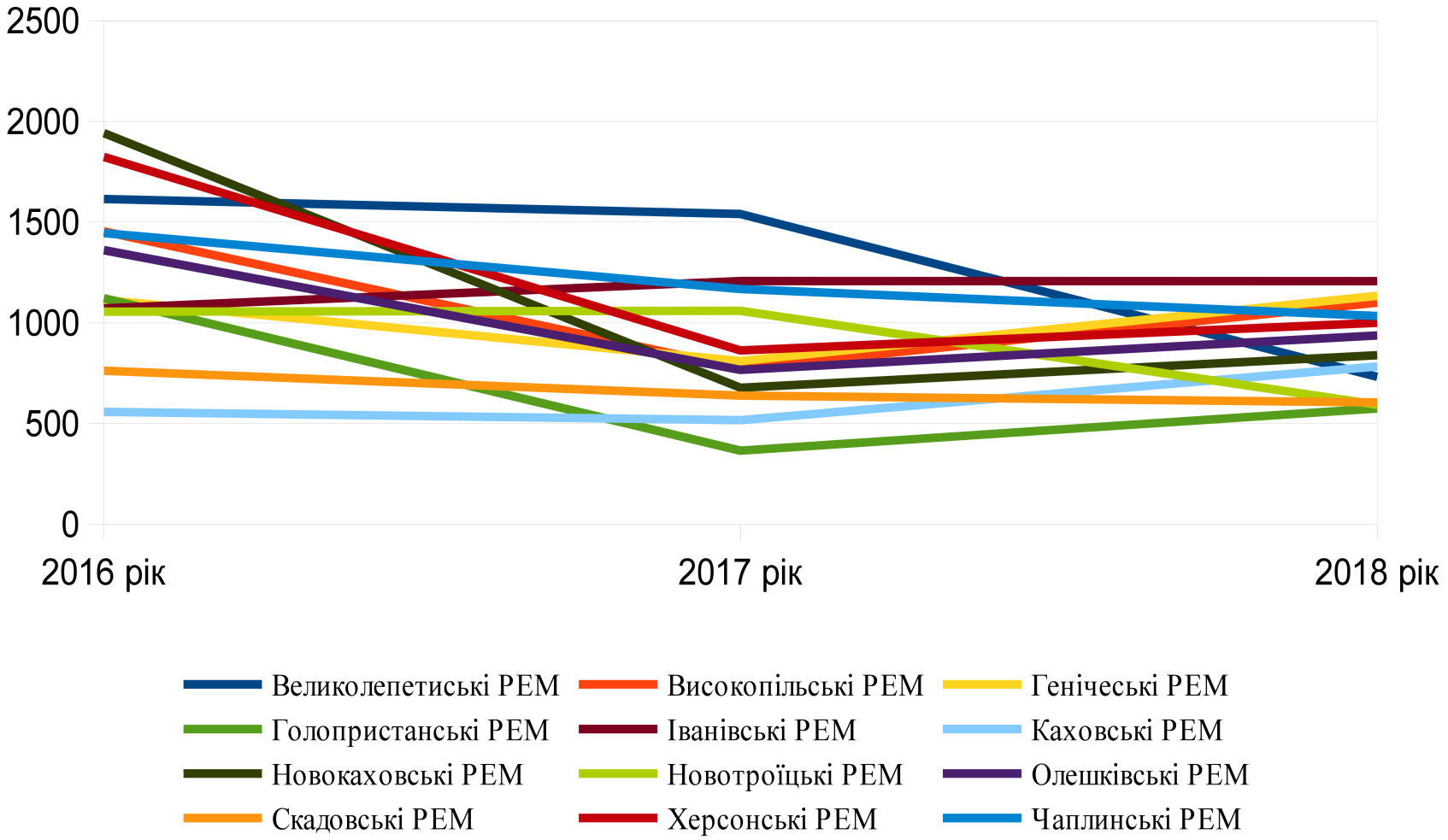


Рис. 18.4.11. Зведений звіт цільових показників надійності електропостачання споживачів по фідерам 6,10 кВ (SAIDI, хв) в сільскій місцевості.

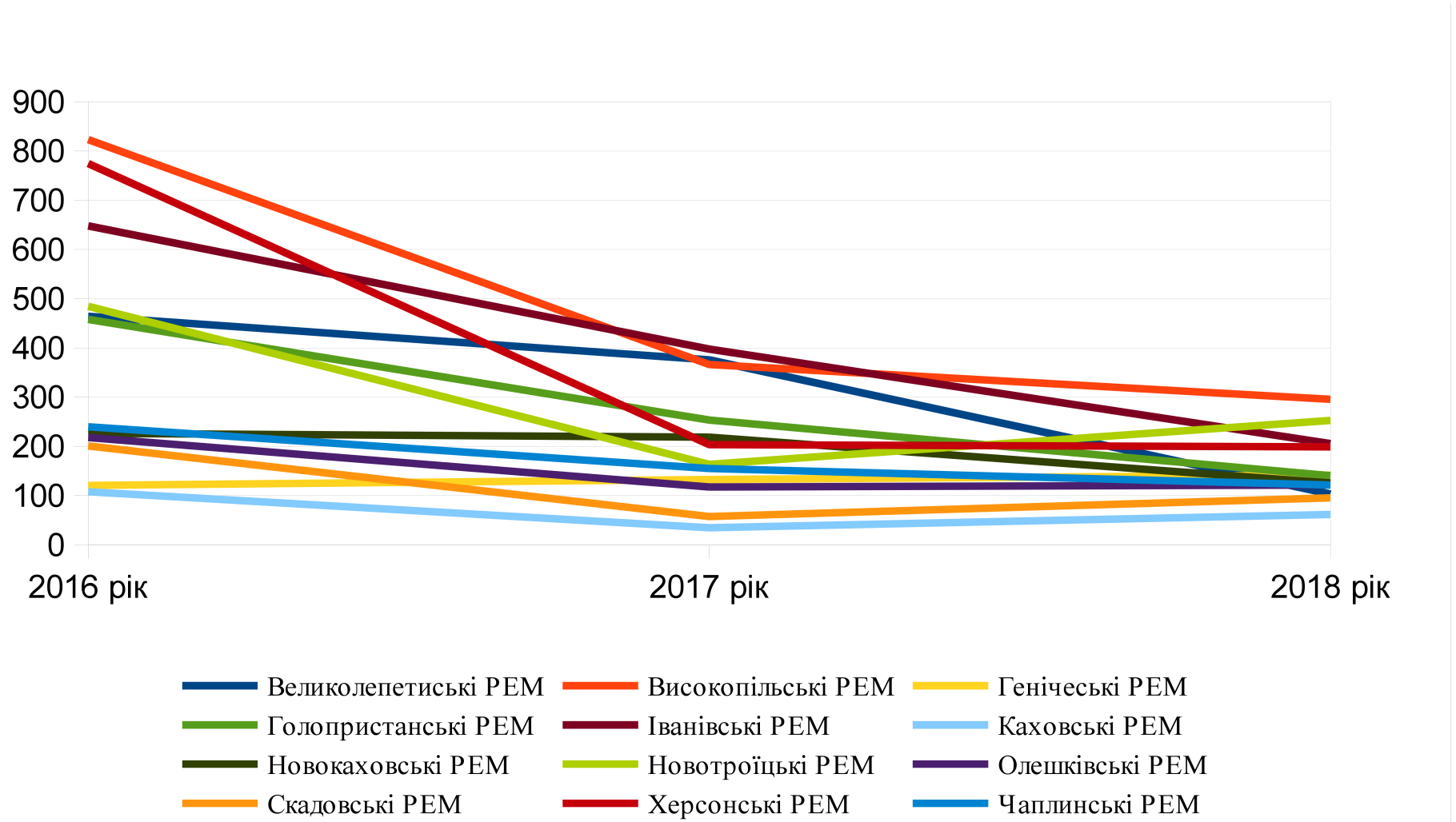


Рис. 18.4.12 Зведений звіт цільових показників надійності електропостачання споживачів по фідерам 0,4 кВ (SAIDI, хв) в міській місцевості.

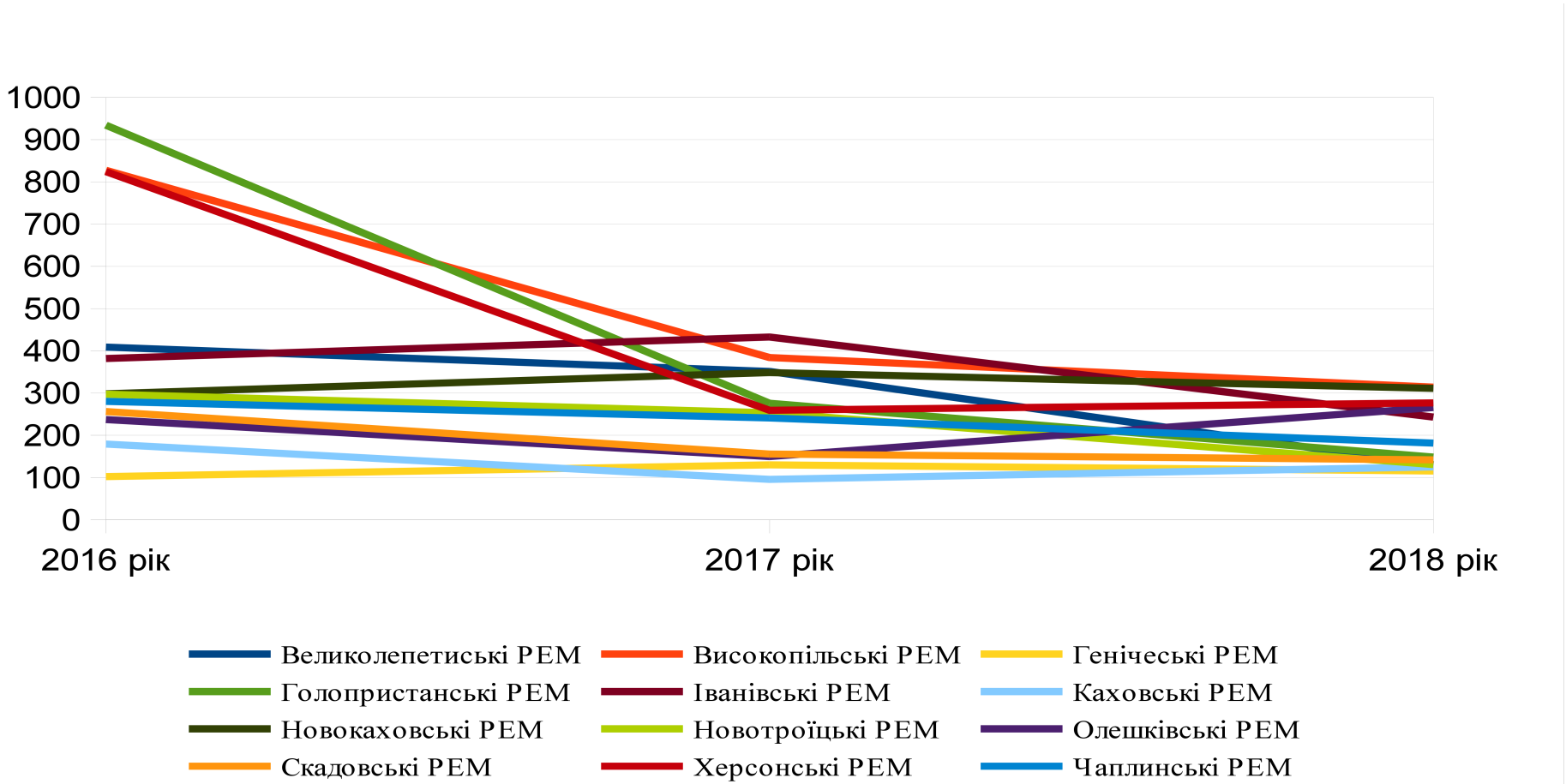


Рис. 18.4.13 Зведений звіт цільових показників надійності електропостачання споживачів по фідерам 0,4 кВ (SAIDI, хв) в сільській місцевості.

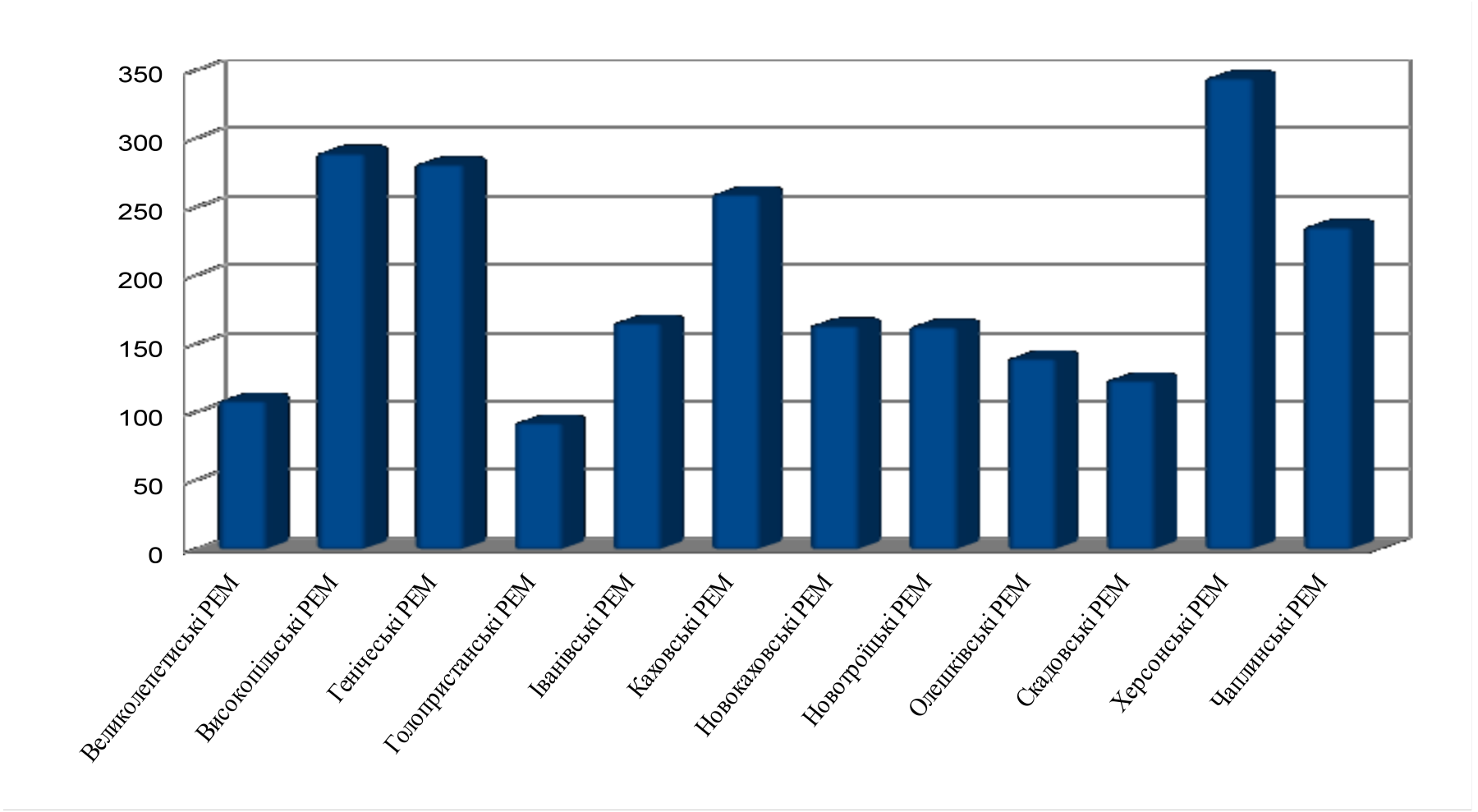


Рис. 18.4.14. Зведена кількість відключень ПЛ 6-10кВ у розрізі районів за 2018рік.

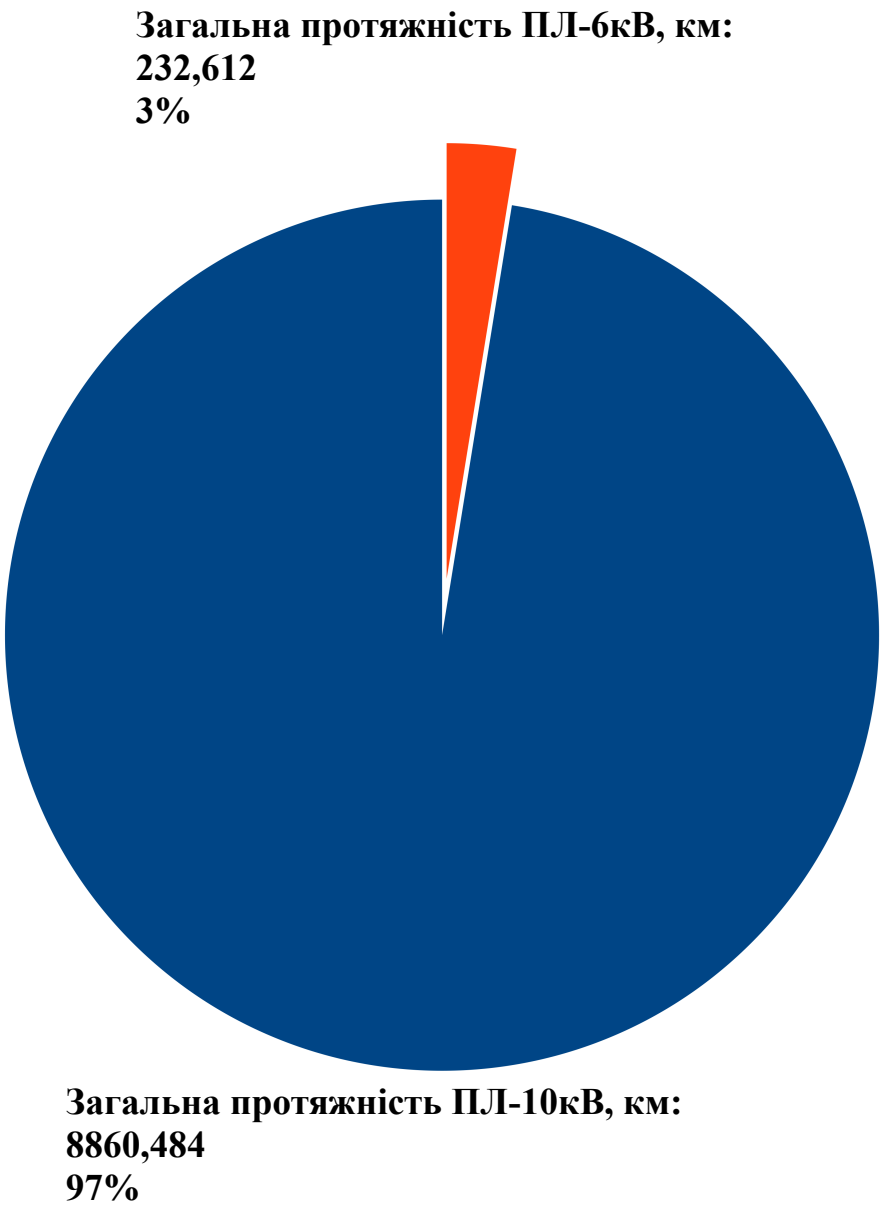


Рис. 18.4.2. Загальне співвідношення ПЛ-6кВ та ПЛ-10кВ.

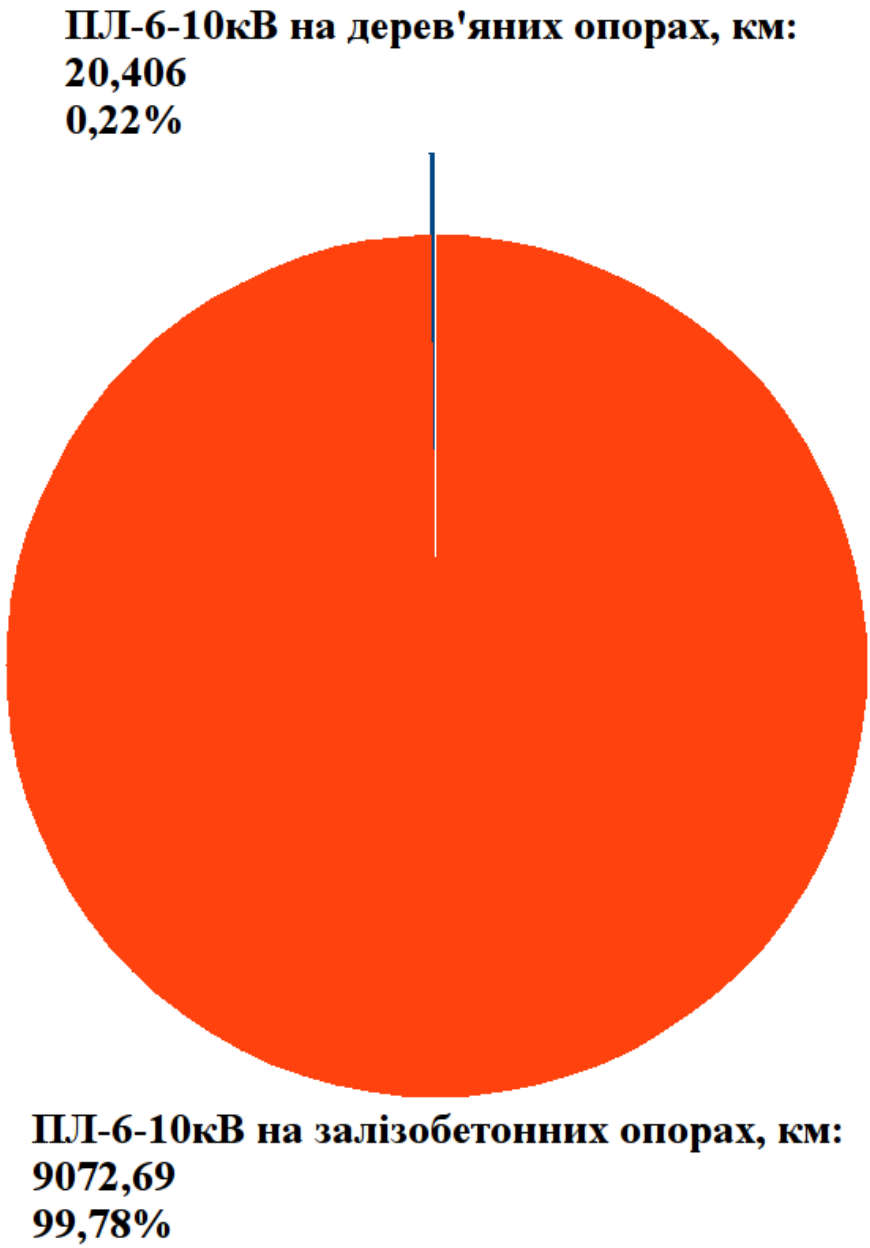


Рис. 18.4.3. Загальне співвідношення ПЛ-6-10кВ виконаних на залізобетонних опорах та на дерев'яних опорах.

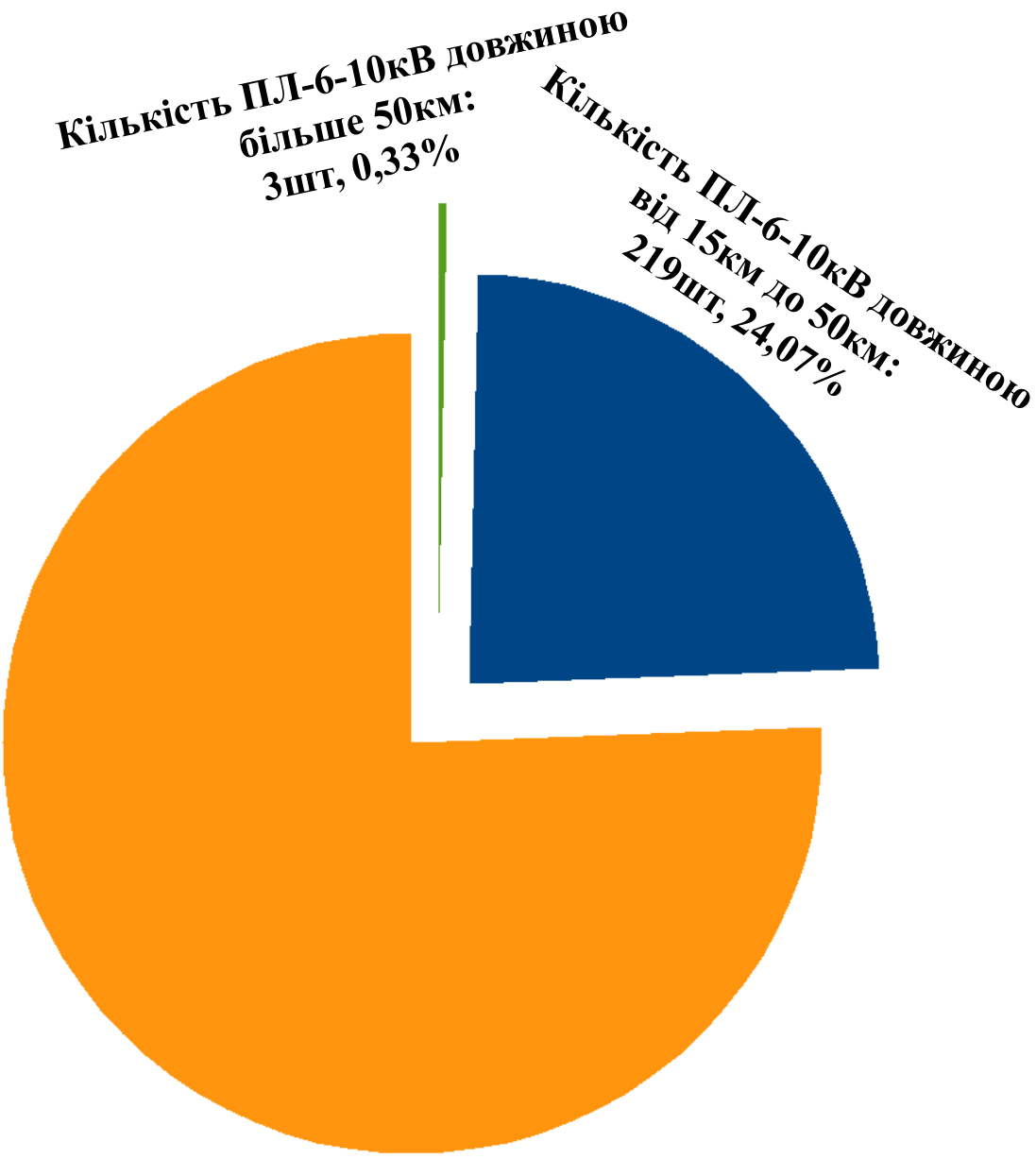


Рис. 18.4.4. Співвідношення кількості фідерів 6-10кВ за довжиною.

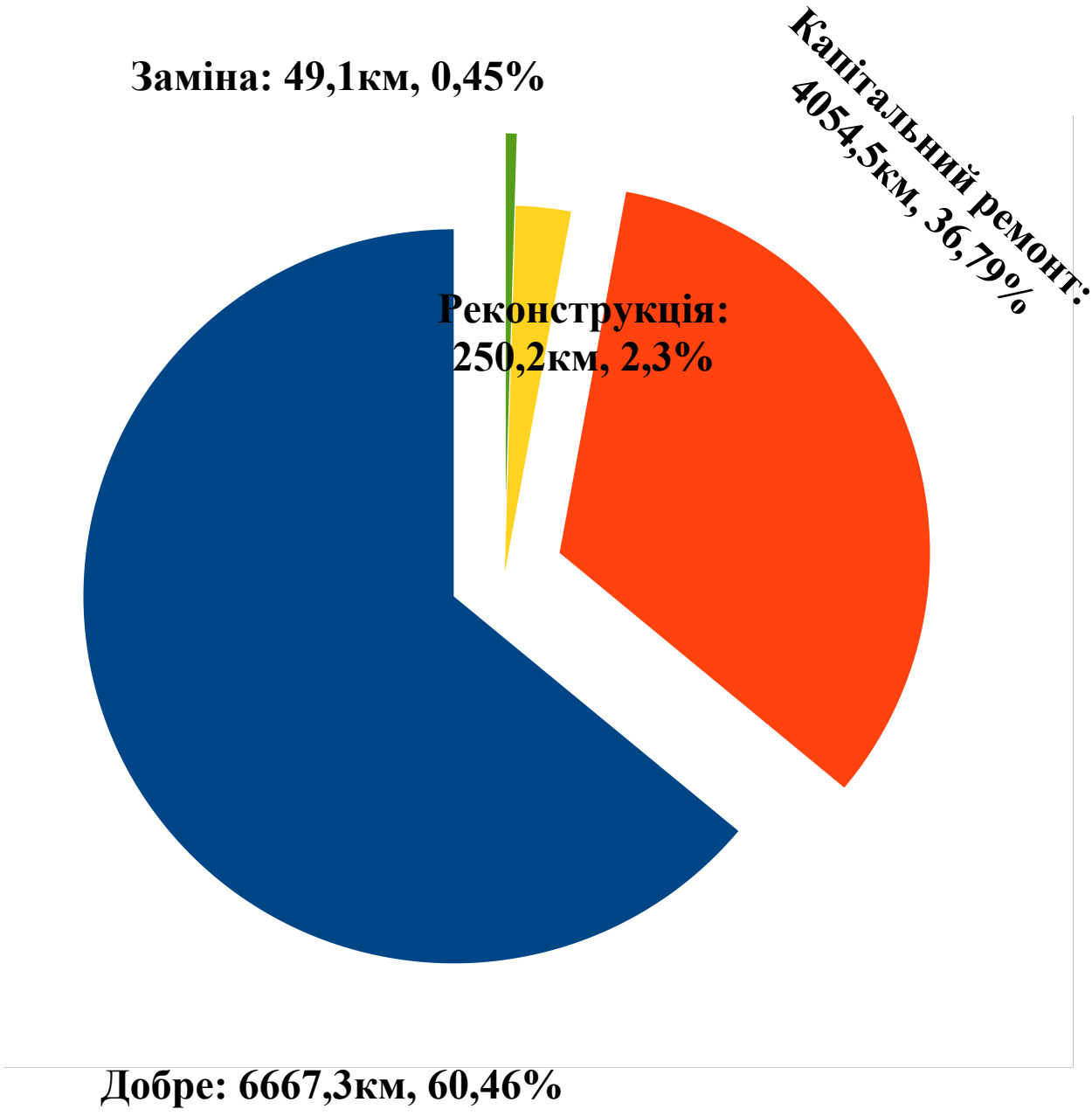


Рис. 18.4.5. Відсоткове співвідношення стану повітряних ліній 0,4кВ.

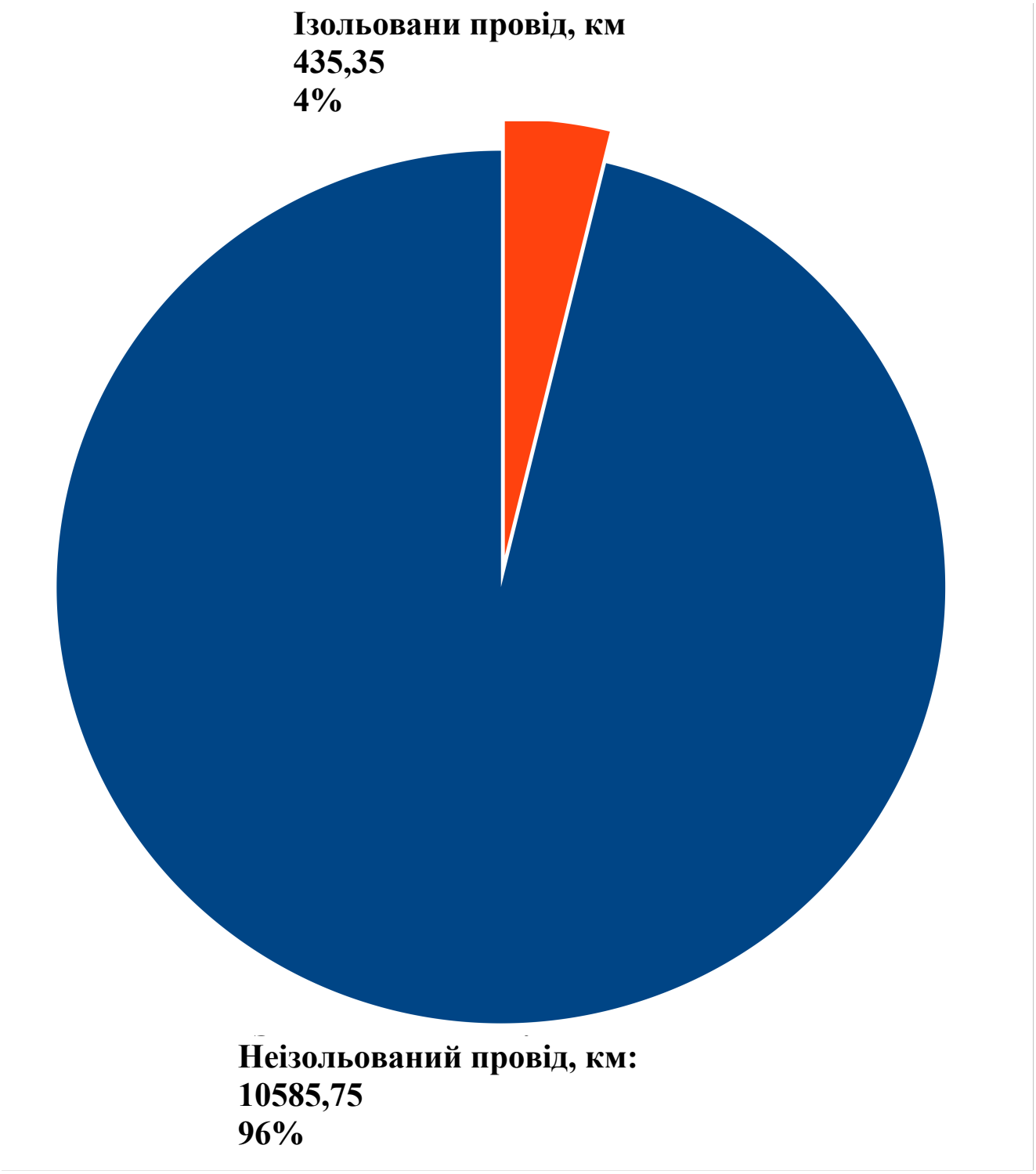


Рис. 18.4.6. Загальне співвідношення ПЛ 0,4кВ виконаного голим проводом та проводом СІП.

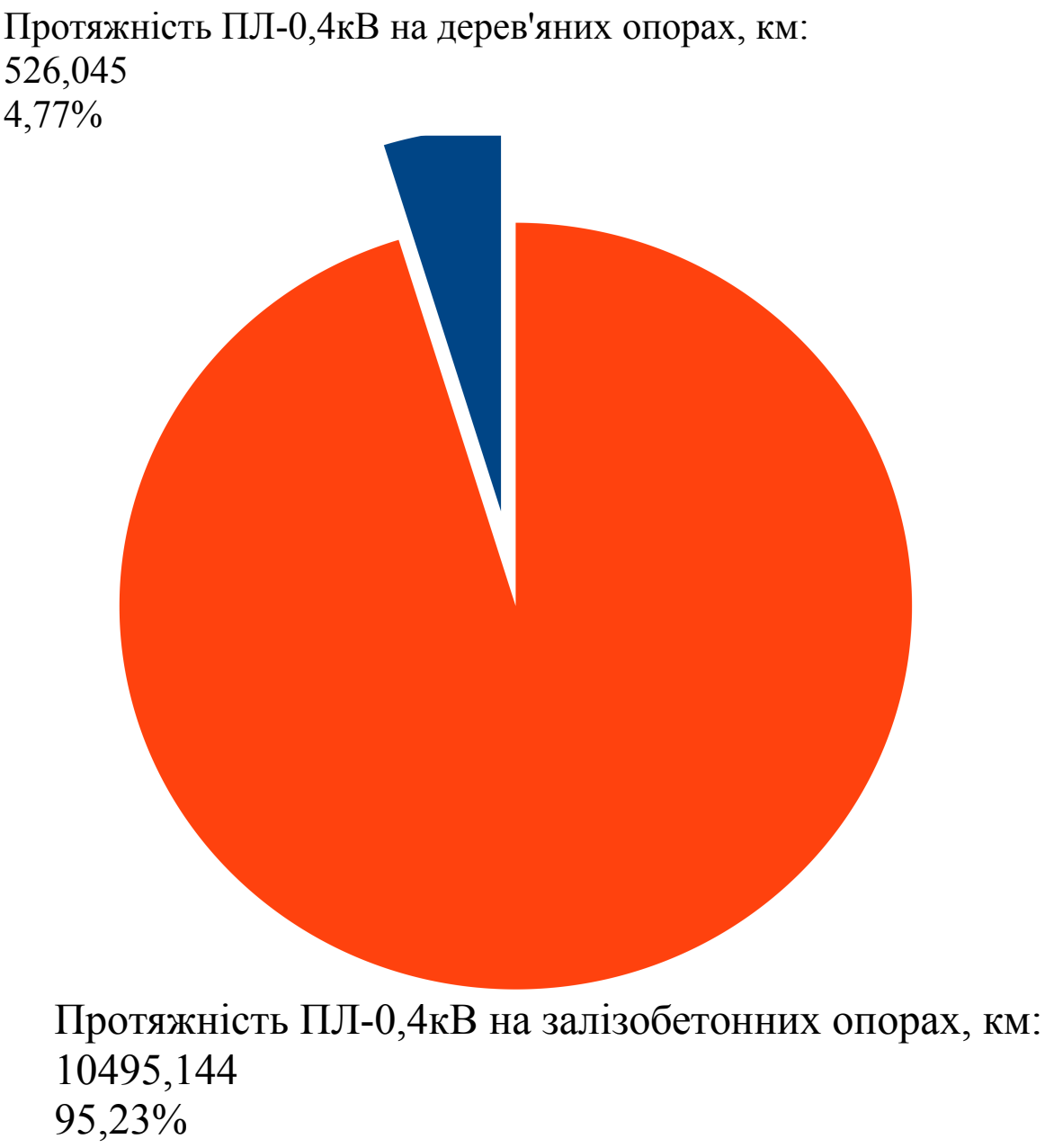


Рис. 18.4.7. Загальне співвідношення ПЛ-0,4кВ виконаних на залізобетонних опорах та на дерев'яних опорах.

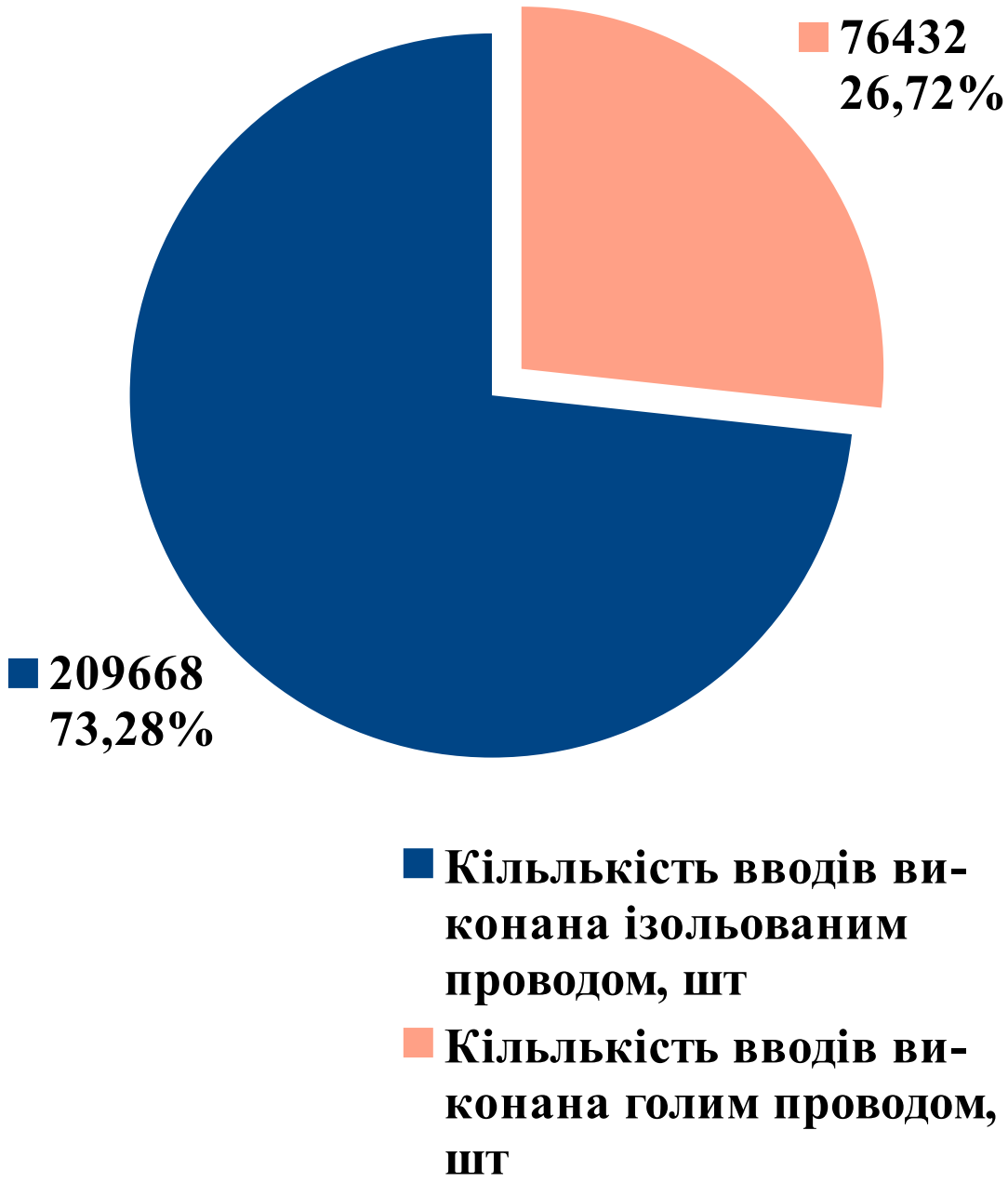


Рис. 18.4.8. Співвідношення існуючих вводів виконаних голим проводом та ізольованим проводом.

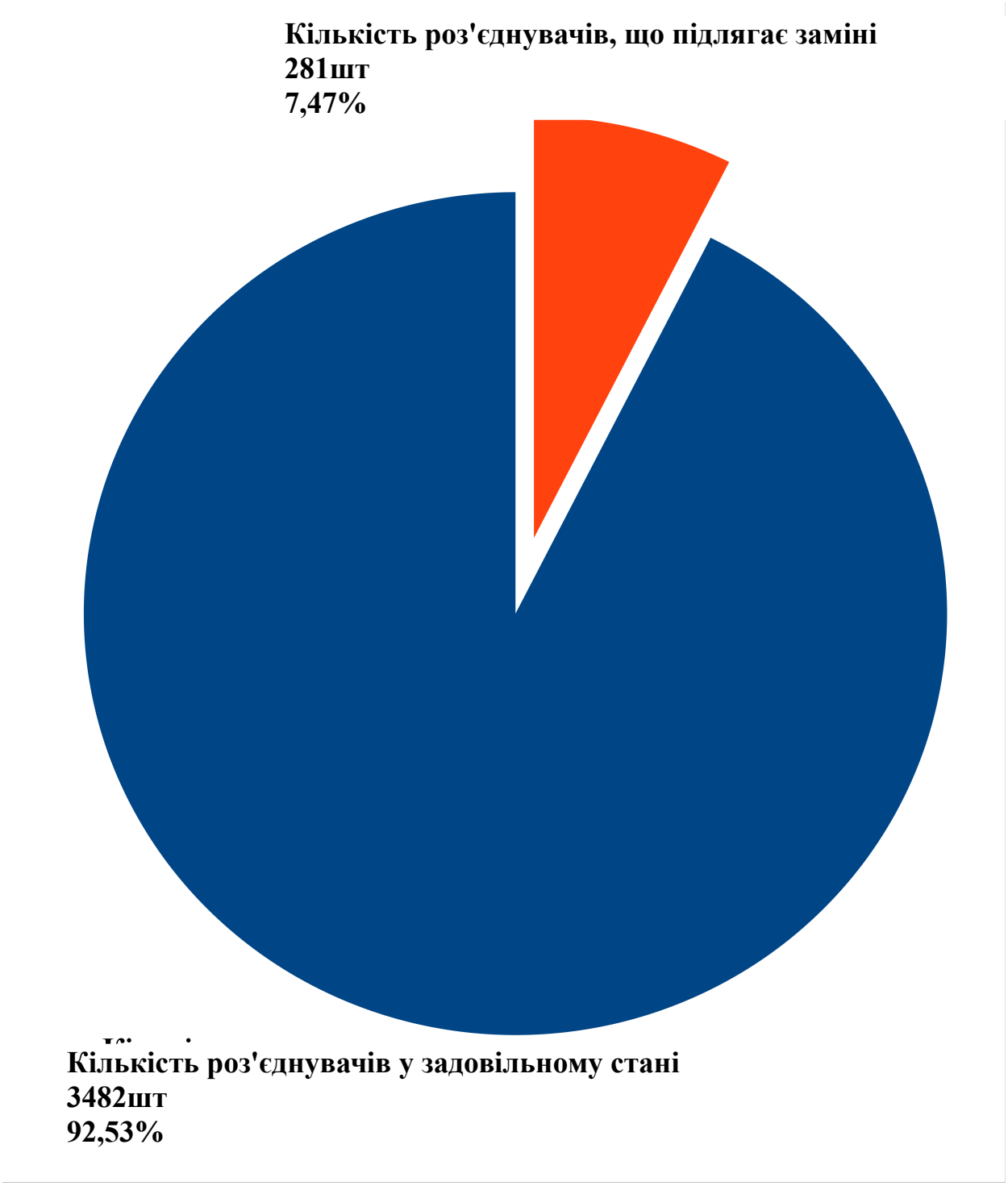


Рис. 18.4.9. Співвідношення роз'єднувачів за технічним станом.

18.6. Технічний стан ТП, РП 6/10 кВ, силових трансформаторів 6/10 кВ

Технічний стан трансформаторних підстанцій 6,10/0,4кВ.

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 01.01.2019р. технічний стан ТП-6-10/0,4кВ у розрізі районів наведено у табл. 18.6.1.

Табл. 18.6.1. Технічний стан ТП-6-10/0,4кВ у розрізі районів

Район	Всього, шт	Добре, шт	Капітальний ремонт, шт	Реконструкція, шт	Заміна, шт
В.Лепетиські РЕМ	273	188	79	6	0
Високопільські РЕМ	515	150	44	304	17
Генічеські РЕМ	272	225	45	2	0
Г.Пристанські РЕМ	312	252	47	13	0
Іванівські РЕМ	347	294	39	14	0
Каховські РЕМ	381	284	67	30	0
Н.Каховські РЕМ	413	175	164	72	2
Новотроїцькі РЕМ	176	112	46	17	1
Скадовські РЕМ	256	205	49	2	0
Херсонські РЕМ	776	450	246	49	31
Олешківські РЕМ	292	232	60	0	0
Чаплинські РЕМ	390	231	121	37	1
Разом	4403	2798	920	546	52

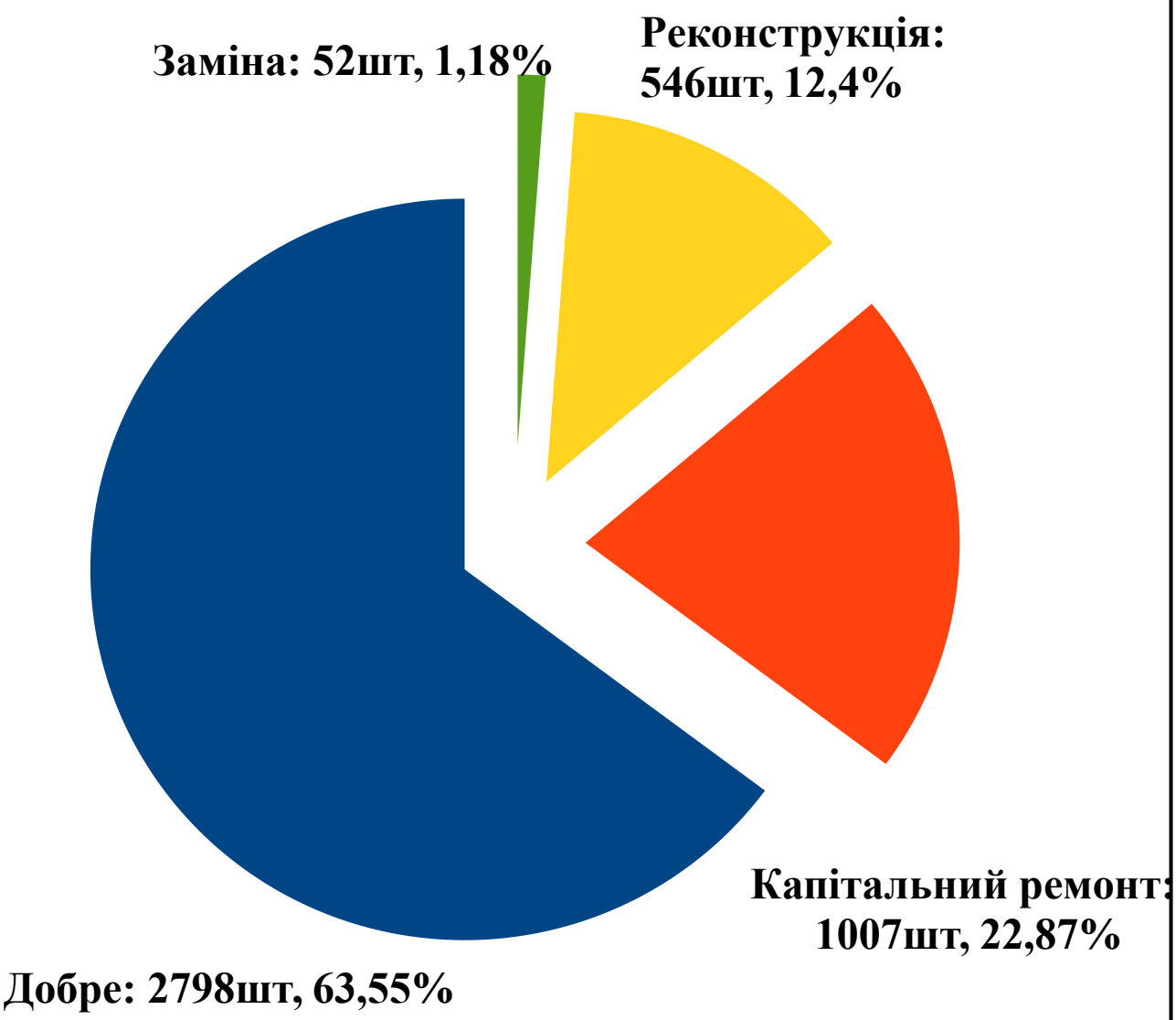


Рис. 18.6.1. Відсоткове співвідношення стану ТП-6-10/0,4кВ.

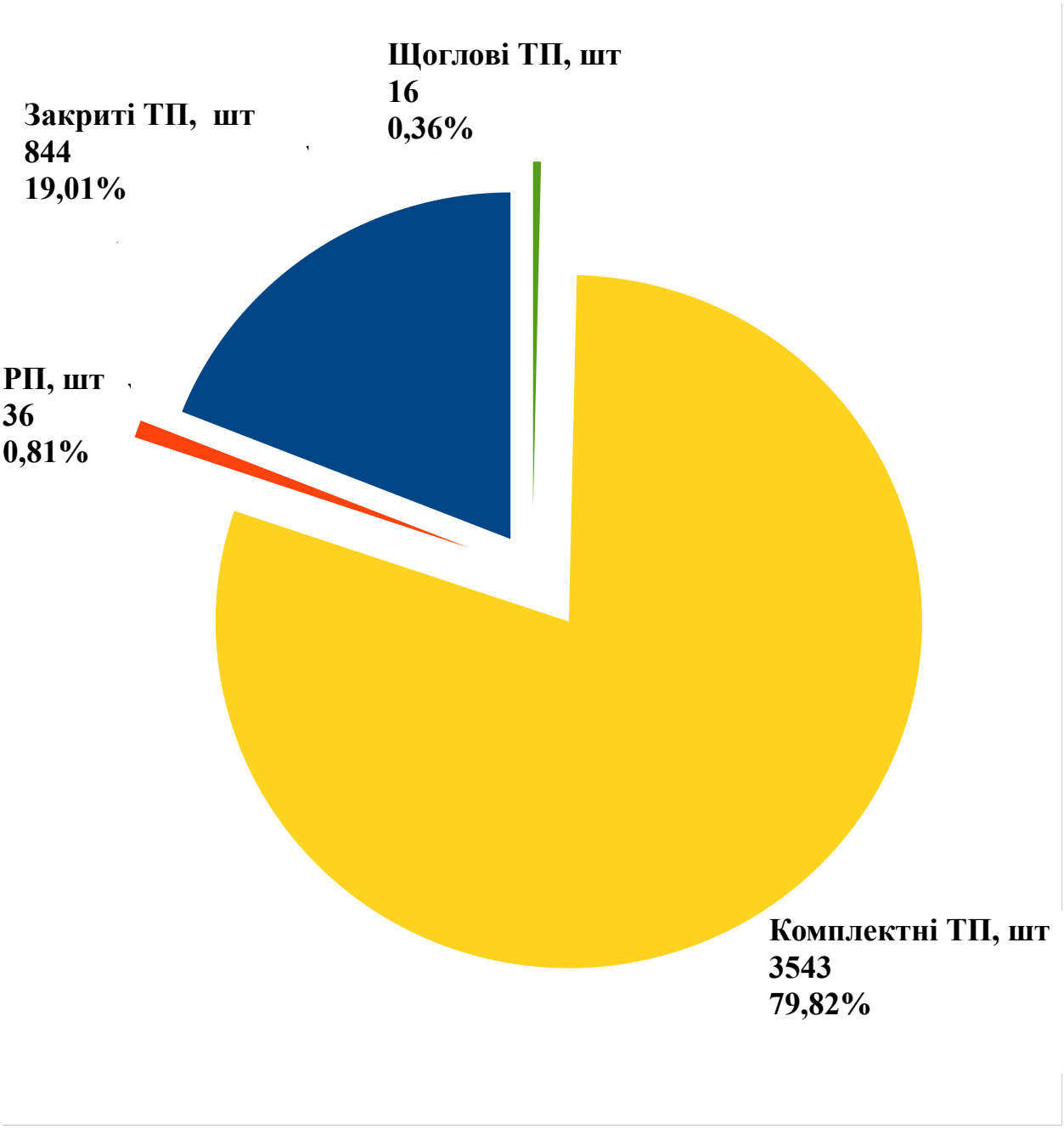


Рис. 18.6.2. Співвідношення трансформаторних підстанцій 6-10/0,4кВ по типу.

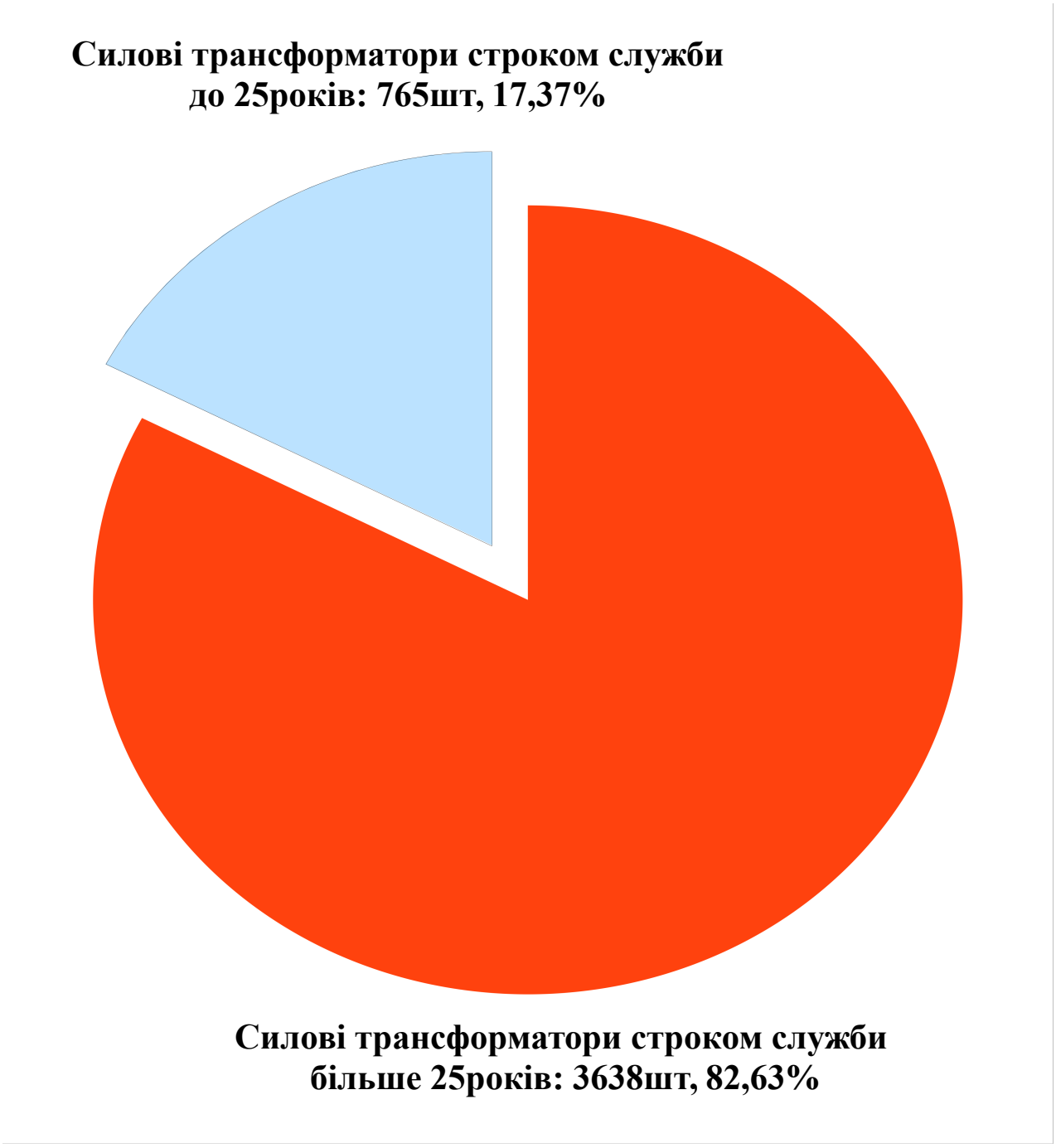


Рис. 18.6.3. Співвідношення кількості силових трансформаторів за сроком служби.

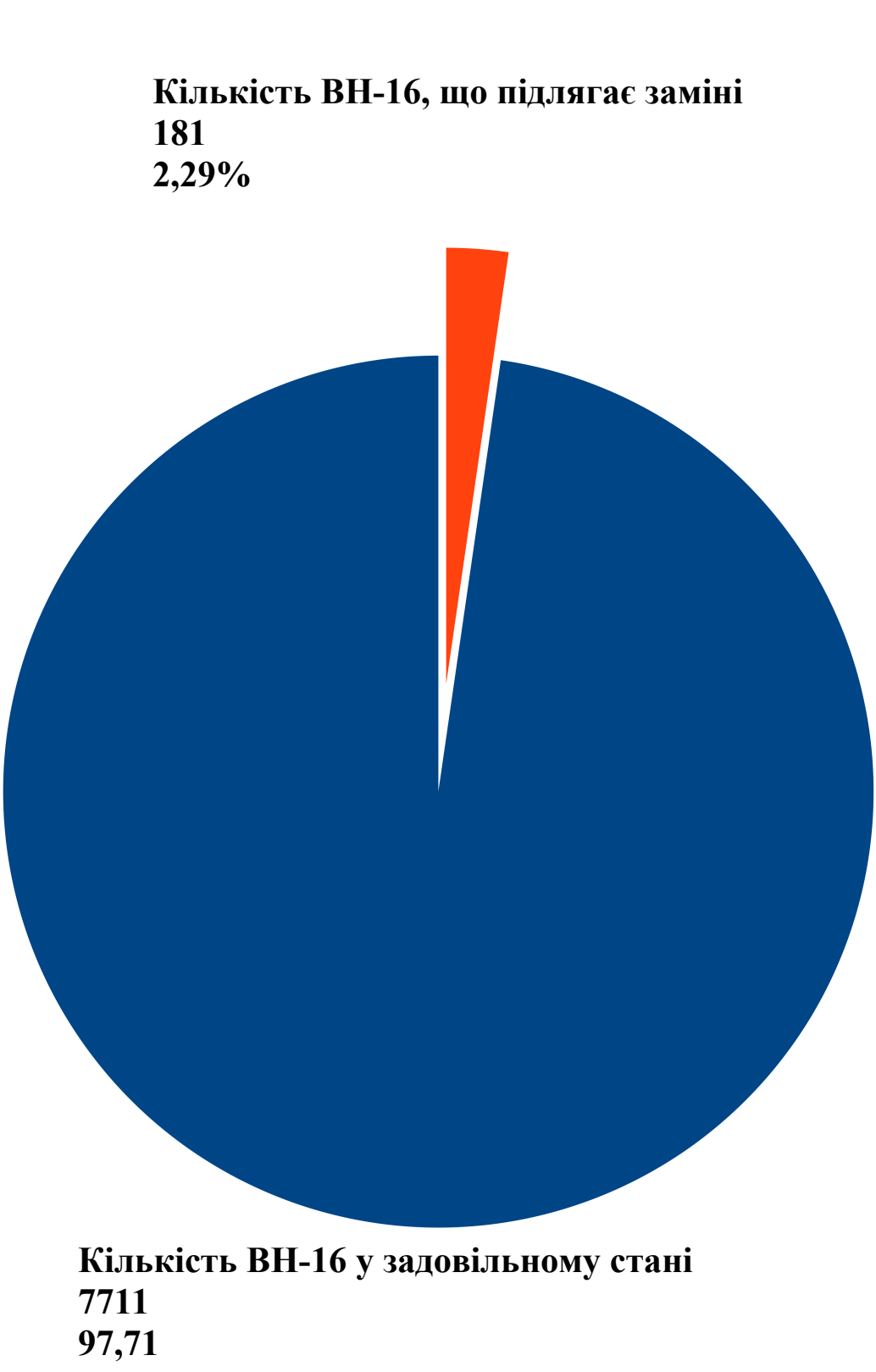


Рис. 18.6.4. Співвідношення вимикачів навантаження за технічним станом.

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-150 кВ “Каховська ГПП-Дудчино”	2015р	2015	133498,715	10000,0	реконструкція	інвест.програма	2020
3	ПЛ-0,4 кВ від КТП-3 (м.Херсон)	2015р		723,84	723,8	реконструкція	інвестиційна програма	2021
4	ПЛ-0,4 кВ від КТП-832 (с.Степанівка)	2015р		579,072	579,1	реконструкція	інвестиційна програма	2022
5	ПЛ-0,4 кВ від КТП-975 (с.Приозерне)	2016р		719,05152	719,1	реконструкція	інвестиційна програма	2022
6	ПЛ-0,4 кВ від КТП-882 (с.Зимівник)	2016р		418,93632	418,9	реконструкція	інвестиційна програма	2022
7	ПЛ-0,4 кВ від КТП-796 (с. Олександрівка)	2017р		588,72	588,7	реконструкція	інвестиційна програма	2020
8	ПЛ-0,4 кВ від КТП-797 (с. Олександрівка)	2017р		932,14	932,1	реконструкція	інвестиційна програма	2020
9	ПЛ-0,4 кВ від КТП-721 з переключенням на нове КТП-1124 (с. Комишани)	2017р		1173,2699	1173,3	реконструкція	інвестиційна програма	2020
10	ПЛ-0,4 кВ від КТП-722 з переключенням на нове КТП-1125 (с. Комишани)	2017р		1185,0443	1185,0	реконструкція	інвестиційна програма	2020
11	ПЛ-0,4 кВ від КТП-862 (с. Приозерне)	2017р		1030,26	1030,3	реконструкція	інвестиційна програма	2020
12	ПЛ-0,4 кВ від КТП-864 (с. Приозерне)	2017р		662,31	662,3	реконструкція	інвестиційна програма	2020
13	встановлення КТП-1125 для розвантаження КТП-722 (м.Херсон)	2017р		234,88	234,9	нове будівництво	інвестиційна програма	2020
14	встановлення КТП-1124 для розвантаження КТП-721 (с. Комишани)	2017р		234,88	234,9	нове будівництво	інвестиційна програма	2020
15	Будівництво ПЛ-10 Ф-113 ПС 154/35/10 «Дудчено»	2017р		1266,192	1266,2	нове будівництво	інвестиційна програма	2020
16	ПЛ-0,4 кВ від КТП-35 (смт. Білозерка)	2017р		367,95	368,0	реконструкція	інвестиційна програма	2022
17	ПЛ-0,4 кВ від КТП-634 (с. Олександрівка)	2017р		1030,26	1030,3	реконструкція	інвестиційна програма	2022
18	ПЛ-0,4 кВ від КТП-787 (с. Олександрівка)	2017р		1054,79	1054,8	реконструкція	інвестиційна програма	2022
19	ПЛ-0,4 кВ від КТП-789 (с. Олександрівка)	2017р		1226,5	1226,5	реконструкція	інвестиційна програма	2022
20	ПЛ-0,4 кВ від КТП-795 (с. Олександрівка)	2017р		1128,38	1128,4	реконструкція	інвестиційна програма	2022
21	ПЛ-10 кВ Ф-161 від ПС 35/10 “Краса Херсонщини” (с. Роздольне)	2017р		429,88	429,9	реконструкція	інвестиційна програма	2021
22	ПЛ-10 кВ Ф-201 від ПС 35/10 “Ретранслятор” (с. Василівка)	2017р		586,2	586,2	реконструкція	інвестиційна програма	2021
23	ПЛ-0,4 кВ від КТП-27 (м.Херсон)	2018р		931,5045	931,5	реконструкція	інвестиційна програма	2020
24	встановлення КТП-10/0,4 кВ для розвантаженняТП-147А (с. Новоолексадрівка, Новороронцовський район)	2018р		188	188,0	нове будівництво	інвестиційна програма	2020
25	встановлення КТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-573 та ТП-342 (с. Любимівка, Каховський район)	2018р		188	188,0	нове будівництво	інвестиційна програма	2020
26	ПЛ-6 кВ Ф-625 від ПС “Каховська 330” (м. Таврійськ)	2018р		339,18	339,2	реконструкція	інвестиційна програма	2020
27	ПЛ-10 кВ Ф-1704 ПС “Скадовська” (м. Скадовськ)	2018р		384,288	384,3	реконструкція	інвестиційна програма	2020
28	ПЛ-10 кВ Ф-1703 ПС “Скадовська” (м. Скадовськ)	2018р		792,594	792,6	реконструкція	інвестиційна програма	2020
29	ПЛ-0,4 кВ від КТП-23 (м.Херсон)	2018р		1175,4	1175,4	реконструкція	інвестиційна програма	2021
30	ПЛ-0,4 кВ від КТП-14 (м.Скадовськ)	2018р		499,545	499,5	реконструкція	інвестиційна програма	2021
31	ПЛ-0,4 кВ від КТП-266 (смт. Лазурне)	2018р		587,7	587,7	реконструкція	інвестиційна програма	2021
32	ПЛ-0,4 кВ від КТП-3 (м.Скадовськ)	2018р		235,08	235,1	реконструкція	інвестиційна програма	2021
33	ПЛ-0,4 кВ від КТП-51 (с.Красне, Скадовський район)	2018р		905,058	905,1	реконструкція	інвестиційна програма	2021
34	ПЛ-0,4кВ Л-5, Л-16 від ТП-285 м.Херсон	2018р		575,946	575,9	реконструкція	інвестиційна програма	2021
35	ПЛ-0,4кВ від ТП-224 м.Херсон (в тому числі Будівництво ПЛ-0,4кВ від ТП-492 0,4км)	2018р		1892,394	1892,4	реконструкція	інвестиційна програма	2021
36	ПЛ-0,4кВ від ТП-652 м.Херсон	2018р		1219,4775	1219,5	реконструкція	інвестиційна програма	2021
37	ПЛ-0,4кВ від ТП-337 м.Херсон	2018р		1066,6755	1066,7	реконструкція	інвестиційна програма	2021
38	ПЛ-0,4кВ Л-1,2,3 від ТП-220 м.Херсон	2018р		987,336	987,3	реконструкція	інвестиційна програма	2021

39	ПЛ-0,4кВ КТП-695, м.Скадовськ	2018р		132,2325	132,2	реконструкція	інвестиційна програма	2021
40	ПЛ-0,4кВ КТП-762, с.Красне	2018р		258,588	258,6	реконструкція	інвестиційна програма	2021
41	ПЛ-0,4кВ від ТП-232, с.М.Каховка	2018р		987,336	987,3	реконструкція	інвестиційна програма	2021
42	ПЛ-0,4кВ від ТП-296, с.Любимівка	2018р		608,2695	608,3	реконструкція	інвестиційна програма	2021
43	ПЛ-0,4кВ від ТП-227, м. Херсон	2018р		1175,4	1175,4	реконструкція	інвестиційна програма	2021
44	ПЛ-10 кВ Ф-17013 ПС "Скадовська" (м. Скадовськ)	2018р		480,36	480,4	реконструкція	інвестиційна програма	2021
45	ПЛ-10 кВ Ф-1592 ПС 35/10 "Світлична" (с. Новоолександрівка, Нововоронцовський район)	2018р		360,27	360,3	реконструкція	інвестиційна програма	2021
46	ПЛ-10 кВ Ф-р 12 ПС "Тяг. Чонгар" (с. Чонгар)	2018р		480,36	480,4	реконструкція	інвестиційна програма	2021
47	Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-6411 від ПС-35/10 "Генічеська"	2018р		720,54	720,5	реконструкція	інвестиційна програма	2021
48	Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-644 від ПС-35/10 "Генічеська"	2018р		1441,08	1441,1	реконструкція	інвестиційна програма	2021
49	ПЛ-0,4 кВ від КТП-17 (смт. Білозерка)	2018р		716,994	717,0	реконструкція	інвестиційна програма	2022
50	встановлення КТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-222 (смт. Партизани, Генічеський район)	2018р		131	131,0	нове будівництво	інвестиційна програма	2021
51	встановлення КТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-391А (с. Червона Поляна, Чаплинський район)	2018р		131	131,0	нове будівництво	інвестиційна програма	2021
52	встановлення КТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-466 (с. Петрівка, Генічеський район)	2018р		131	131,0	нове будівництво	інвестиційна програма	2021
53	встановлення КТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-503 (с. Жовтневе, Генічеський район)	2018р		131	131,0	нове будівництво	інвестиційна програма	2021
54	встановлення КТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-113 (с. Кизомис, Білозерський район)	2018р		131	131,0	нове будівництво	інвестиційна програма	2021
55	встановлення КТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-579 (с. Павлівка, Генічеський район)	2018р		131	131,0	нове будівництво	інвестиційна програма	2021
56	встановлення КТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-595 (с. Павлівка, Генічеський район)	2018р		131	131,0	нове будівництво	інвестиційна програма	2021
57	встановлення КТП-6/0,4 кВ для розвантаження ТП-589 (м.Херсон)	2018р		131	131,0	нове будівництво	інвестиційна програма	2021
58	Встановлення ТП 10/0,4 для розвантаження КТП-796 с.Олександрівка, Білозерський район	2018р		131	131,0	нове будівництво	інвестиційна програма	2021
59	Встановлення ТП 10/0,4 для розвантаження КТП-90, с. Озерне, Скадовський район	2018р		131	131,0	нове будівництво	інвестиційна програма	2021
60	встановлення КТП-10/0,4 кВ для розвантаженняТП-115 (с. Хорли)	2018р		131	131,0	нове будівництво	інвестиційна програма	2022
61	встановлення КТП-6/0,4 кВ для розвантаження ТП-687 (м.Херсон)	2018р		131	131,0	нове будівництво	інвестиційна програма	2022
62	КЛ 6 кВТП 199-ТП 578	2017		1426,39	1426,4	Реконструкція	інвестиційна програма	2020
63	КЛ 6 кВ ТП 250-ТП599	2018		905,525	905,5	Реконструкція	інвестиційна програма	2020
64	КЛ 6 кВ РП Черноморский-ТП 285	2018		1133,855	1133,9	Реконструкція	інвестиційна програма	2020
65	КЛ 10 кВ ТП 334-ТП 335	2018		2134,506	2134,5	Реконструкція	інвестиційна програма	2020
66	КЛ 6 кВ ТП 542-ТП 578	2018		778,502	778,5	Реконструкція	інвестиційна програма	2020
67	КЛ 6 кВ ТП 547-ТП 548	2018		463,52	463,5	Реконструкція	інвестиційна програма	2020
68	КЛ 6 кВ ТП 601-ТП 602	2018		859,643	859,6	Реконструкція	інвестиційна програма	2020
69	КЛ 6 кВ ТП 601-ТП 603	2018		1300,183	1300,2	Реконструкція	інвестиційна програма	2020
70	КЛ 6 кВ ТП 603-ТП 604	2018		760,77	760,8	Реконструкція	інвестиційна програма	2020
71	КЛ 10 кВ ТП662-ТП 692-2	2018		1195,182	1195,2	Реконструкція	інвестиційна програма	2020
72	КЛ 10 кВ ПС Северная ТП 663	2017		3734,398	3734,4	Реконструкція	інвестиційна програма	2020
73	КЛ 10 кВ ПС Северная-ТП 691	2017		3516,479	3516,5	Реконструкція	інвестиційна програма	2020
74	Реконструкція КЛ 6кВ від ТП-713 до ТП-751, м.Херсон (інв. №016705 КЛ 6КВ ТП713 ТП751)	2019		1267,5	1267,5	Реконструкція	інвестиційна програма	2020
75	Реконструкція КЛ 6кВ від ТП-812 до ТП-815, м.Херсон (інв. №016716 КЛ 6КВ ТП814,812,813,815)	2019		1343,55	1343,6	Реконструкція	інвестиційна програма	2020
76	КЛ 6/10 кВ від РП-837 до ТП-825(будівництво)	2017		980,6	980,6	Реконструкція	інвестиційна програма	2020
77	КЛ 6 кВ от РП Черноморский до ТП-[illegible]	2016		5007,6	5007,6	Реконструкція	інвестиційна програма	2021
78	КЛ 6 кВ отТП-189 до ТП-373	2016		327,42	327,4	Реконструкція	інвестиційна програма	2021
79	КЛ-6кВ від ТП-208 до ТП-189 у м.Херсоні	2016		1602,43	1602,4	Реконструкція	інвестиційна програма	2021

80	КЛ-6кВ від РП «Чорноморський» до ТП-218 у м.Херсоні	2016		885,96	886,0	Реконструкція	інвестиційна програма	2021
81	КЛ-6кВ від РП «Чорноморський» до ТП-27 у м.Херсоні	2016		1209,96	1210,0	Реконструкція	інвестиційна програма	2021
82	КЛ 6 кВТП 53-ТП 484	2017		651,296	651,3	Реконструкція	інвестиційна програма	2021
83	КЛ 6 кВ ПС Днепровская-ТП 80	2017		2373,438	2373,4	Реконструкція	інвестиційна програма	2021
84	КЛ 10 кВ ТП 150на ВЛ ТП 224	2018		208,684	208,7	Реконструкція	інвестиційна програма	2021
85	КЛ 6 кВ ПС Комсомольская-ТП 160	2017		1588,679	1588,7	Реконструкція	інвестиційна програма	2021
86	КЛ 10 кВ ТП 166на ВЛ ТП 149	2017		169,112	169,1	Реконструкція	інвестиційна програма	2021
87	КЛ 6 кВ ТП 195 на ВЛ Тп 27	2017		1185,606	1185,6	Реконструкція	інвестиційна програма	2021
88	КЛ 6 кВ ТП 195 на ВЛ ТП 77	2017		911,365	911,4	Реконструкція	інвестиційна програма	2021
89	Реконструкція дволанцюгової КЛ 10кВ від ТП-824 до ТП-825, м.Херсон (інв. №016717 КЛ 6КВ ТП824 ТП825)	2018		2017,86	2017,9	Реконструкція	інвестиційна програма	2021

90	Реконструкція дволанцюгової КЛ 10кВ від ТП-826 до ТП-827, м.Херсон (інв. №016724 КЛ 6КВ ТП825 ПС СУХАРНАЯ)	2018		1576,77	1576,8	Реконструкція	інвестиційна програма	2021
91	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	2021
92	Реконструкція дволанцюгової КЛ 10кВ від ТП-827 до ТП-828, м.Херсон (інв. №016728 КЛ 6КВ ТП828 ТП827)	2019		849,225	849,2	Реконструкція	інвестиційна програма	2021
93	Реконструкція дволанцюгової КЛ 10кВ від ТП-828 до ТП-829, м.Херсон (інв. №016730 КЛ 6КВ ТП828 ТП829)	2018		507	507,0	Реконструкція	інвестиційна програма	2021
94	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	2021
95	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	2021
96	Реконструкція дволанцюгової КЛ 10кВ від ТП-833 до ТП-834, м.Херсон (інв. №016735 КЛ 6КВ ТП833 ТП834)	2018		1951,95	1952,0	Реконструкція	інвестиційна програма	2021
97	Реконструкція КЛ 10кВ від ЗТП-284 Берислав до ЗТП-78А, м.Берислав (інв. №002020 ВЛ-10 КВ Ф-1005)	2019		686,3	686,3	Реконструкція	інвестиційна програма	2020
98	Реконструкція КЛ 10кВ від Ф-250 ПС-35/10кВ "Любимівка" до врізки в існуючий кабель ПС "Любимівка" ЗТП-31, м.Каховка (інв. №011068 КЛ-10 КВ Ф 250)	2019		1850,55	1850,6	Реконструкція	інвестиційна програма	2020
99	Будівництво КЛ 6кВ Ф-813 від ПС "Каховка" до ТП-500, м.Каховка	2019		2535	2535,0	Реконструкція	інвестиційна програма	2020
100	ПС-150/35/10 кВ «Дудчино». Реконструкція РЗА з встановленням на ПЛ-150 кВ захистів ДФЗ та комплектів ВЧ-обробки	2015		2750	2750,0	реконструкція	інвестиційна програма	2020
101	«ПС 150/35/10 кВ «Новотроїцька»». Реконструкція РЗА з встановленням на ПЛ-150"Дудчино" захисту ДФЗ та комплектів ВЧ-обробки»	2015		1850	1850,0	реконструкція	інвестиційна програма	2020
102	Реконструкція ВРП-35 ПС 35/10/6 “Каховская”	2013		14000	14000,0	Реконструкція	інвестиційна програма	2022
103	Встановлення ДГК-10 кВ на ПС 35/10 кВ "Северная".	2015		6200	6200,0	Реконструкція	інвестиційна програма	2025
104	Встановлення ДГК-6 кВ на ПС 35 кВ Комсомольська.	2015		6200	6200,0	Реконструкція	інвестиційна програма	2025
105	Реконструкція ВРУ-35 кВ із встановленням БСК-35 кВ.	2016		12000	12000,0	Реконструкція	інвестиційна програма	2021
106	ПС 150/35/10 кВ "Промышленная". Реконструкція ВРУ-35 кВ із встановленням БСК-35 кВ.	2016		9500	9500,0	Реконструкція	інвестиційна програма	2025
107	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	2020-2021
108	Реконструкція ПС 150/35/10кВ «Н.Алексеевка» з заміною ОД/КЗ-150кВ з встановленням елегазових вимикачів та трансформаторів струму..	2017		28800	28800,0	Реконструкція	інвестиційна програма	2020
109	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „П.Покровская” з заміною комірок 10 кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.	2017		4200	4200,0	Реконструкція	інвестиційна програма	2022
110	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „П.Покровская” з переобладнанням ВРП-35кВ.	2017		22000	22000,0	Реконструкція	інвестиційна програма	2023
111	сооружения» з заміною комірок КРУН-6 на КРПЗ-6.	2017		8000	8000,0	Реконструкція	інвестиційна програма	2023
112	Реконструкція ПС 35/10”Скадовская” з встановленням УКРП-10	2018		2 031	2031,0	Реконструкція	інвестиційна програма	2020
113	Реконструкція ПС 35/10/6”Каховка” з встановлення УКРП-6	2018		1 514	1514,0	Реконструкція	інвестиційна програма	2020
Усього					356 735,3	—	—	—

ник ліцензіата
виконує його обов'язки) _____ (підпис) _____ (прізвище, ім'я, по батькові)

"____" _____ 20___ року М. П. (за наявності)

ний бухгалтер
виконує його обов'язки) _____ (підпис) _____ (прізвище, ім'я, по батькові)

"___" _____ 20___ року

План інвестицій за джерелами фінансування						
№ з/п	Статті джерел фінансування (тис. грн без ПДВ)	2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6	7
1	**Власні кошти:**					
1.1	амортизаційні відрахування	120 264,00	144 316,80	173 180,16	207 816,19	249 379,43
1.2	прибуток на виробничі інвестиції					
1.3	за перетоки реактивної е/е	44 967,00	49 463,70	54 410,07	59 851,08	65 836,18
1.4	плата за приєднання		96 742,30	274 835,00		
1.5	Небаланс ТВЕ 2018	10 523,00				
1.6	Небаланс ТВЕ 2019	18 292,00				
1.7	Кошти по перевірці 2018 року *	9 092,00				
1.8	інші (у разі застосування стимулюючого тарифоутворення)	123 887,14	217 323,28	285 998,52	317 038,65	360 931,61
2	**Залучені кошти:**					
2.1	кредити					
2.2	фінансова допомога					
2.3	інші (розшифрувати)					
3	**Усього**	327 025,14	507 846,08	788 423,75	584 705,92	676 147,23

* Остаточне рішення буде враховано при розгляді Інвестиційної програми 2020 року після набрання законної сили рішення суду щодо постанови НКРЕКП від 03.10.2019 року № 2069

Керівник ліцензіата _____ _____

(або особа, яка виконує його обов'язки) (підпис) (прізвище, ім'я, по батькові)

"____" _____ 20___ року М. П. (за наявності)

Перелік та етапи виконання заходів ПРСР

№ з/п	Найменування заходів	шт./км	Усього		Наявність проектної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Стан виконання ПВР			Стан виконання БМР							Створюваний резерв потужності/ пропускної здатності, мВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпунктку 3.2.6 главии 3.2 КСР)	Обгрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСП, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ сторінки пояснювальної записки	Примітка
			кількість	Кошторисна /оціночна вартість БМР тис. грн (без ПДВ)		початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)											
											2020	2021	2022	2023	2024							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	**Нове будівництво об'єктів системи розподілу**																					
1.1.	**Підстанції рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього**																					
1.1.1.																						
1.2.	**Підстанції рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього**																					
1.2.1.																						
1.3.	**Лінії електропередачі рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього**																					
1.3.1.																						
1.4.	**Лінії електропередачі рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього**																					
1.4.1.																						
	Усього (сума по п.1.1-1.4)																					
2.	**Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу**																					
2.1.	**Підстанції рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього**			**693183,3**							**91960,5**	**135983,1**	**317675**	**100980**	**140670**							
2.1.1.	**ПС-150/35/10 кВ «Дудчино».**																					
2.1.1.1.	Реконструкція РЗА ПС-150/35/10 "Дудчино" з встановленням на ПЛ-150 кВ захистів ДФЗ та комплектів ВЧ-обробки	шт	комплекс	2750	так	III квартал 2015р	IV квартал 2015р		II квартал 2020р	IV квартал 2020р	2750	0	0	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Лист РДЦ Південного регіону від 30.11.18. № 01-3/47264	Реконструкція РЗА з встановленням на ПЛ-150 кВ захистів ДФЗ та комплектів ВЧ-обробки	**771**	
2.1.1.2.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/10кВ "Дудчино". Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА	шт	комплекс	1300	ні	II квартал 2023р	IV квартал 2023р		II квартал 2024р	IV квартал 2024р	0	0	0	0	1300	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1968.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/10кВ "Дудчино". Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА	**784**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.1.1.3.	ПС 150/35/10 кВ "Дудчино". Реконструкція ВРУ-35 кВ із встановленням БСК-35 кВ.	шт	комплекс	12000	так	III квартал 2016р	IV квартал 2016р		III квартал 2021р	IV квартал 2021р	0	12000	0	0	0	-	Амортизація	2,3	Компенсація реактивної потужності.	Встановлення БСК-35.	**738**	
2.1.1.4.	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Дудчино" з заміною комірок КРУ-10 на КРПЗ-10кВ	шт			ні	II квартал 2024р	III квартал 2024р	250	I квартал 2025р	IV квартал 2025р	0	0	0	0	250	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1968.	Заміна комірок КРУ-10 з масляними вимикачами на КРПЗ-10кВ з вакуумними вимикачами	**738**	Розробка ПКД
2.1.1.5.	Реконструкція ПС 150/35/10 "Дудчино"	шт	комплекс	25300,0	так	I квартал 2013р	III квартал 2013р		III квартал 2022р	IV квартал 2022р	0,0	0,0	25300,0	0	0	0	Плата за приєднання	4,6	Приєднання, СЕС, 20 МВт	Реконструкція ПС 150/35/10 "Дудчино" з встановленням двох додаткових комірок 35 кВ СЕС, заміною існуючого СМВ-150, заміною існуючої АБ, ЩВП та щита постійного струму, заміною існуючих ТН-35-1,2, встановленням ДГР-35.		ТОВ "СТАРОБІВДЕНЬ ЕНЕРГО". СЕС.
2.1.1.6.	Будівництво двох ПЛ-35 кВ від РП-35 кВ ПС 150/35/10 "Дудчино" до РП-35 кВ СЕС	км	2*12.0	46713,6	ні	I квартал 2020р	II квартал 2020р		III квартал 2022р	IV квартал 2022р	0,0	0	46713,6	0	0	0	Плата за приєднання	4,6		Будівництво двох ПЛ-35 кВ від РП-35 кВ ПС 150/35/10 "Дудчино" до РП-35 кВ СЕС		
2.1.2.	**ПС 150/35/10 кВ „Н.Троицкая"**																					
2.1.2.1.	Реконструкція РЗА ПС 150/35/10 кВ „Н.Троицкая". з встановленням на ПЛ-150"Дудчино" захисту ДФЗ та комплектів ВЧ-обробки»	шт	комплекс	1850	так	II квартал 2015р	IV квартал 2015р		II квартал 2020р	IV квартал 2020р	1850	0	0	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Лист РДЦ Південного регіону від 30.11.18. № 01-3/47264	Реконструкція РЗА з встановленням на ПЛ-150"Дудчино" захисту ДФЗ та комплектів ВЧ-обробки»	**772**	
2.1.2.2.	ПС 150/35/10 кВ „Н.Троицкая". Реконструкція РЗА з встановленням на ПЛ-150 "Партизани" захисту ДФЗ та комплектів ВЧ-обробки»	шт	комплекс	1850	ні	I квартал 2020р	IV квартал 2020р	200	I квартал 2022р	IV квартал 2022р	200	0	1850	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Лист РДЦ Дніпровського регіону від 24.05.18. № 01-1/20937	«ПС 150/35/10 кВ «Новотроїцька»». Реконструкція РЗА з встановленням на ПЛ-150 "Партизани" захисту ДФЗ та комплектів ВЧ-обробки»	**774**	
2.1.2.3.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/10кВ „Н.Троицкая". Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА	шт	комплекс	1300	ні	I квартал 2021р	IV квартал 2021р		II квартал 2022р	IV квартал 2022р	0	0	1300	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, , Схема розвитку ХОЕ 2017-2021, Арк.260	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/10кВ "Н.Троицкая". Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА	**786**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.1.2.4.	Реконструкція. ПС 150/35/10кВ „Н.Троицкая" З встановленням ДГР-35.	шт			ні	III квартал 2024р	III квартал 2024р	200	I квартал 2025р	IV квартал 2025р	0	0	0	0	200	-	Амортизація	2	Компенсація струмів замикання на «землю». рік введення ПС в експлуатацію1967	Встановленням ДГР-35	**739**	Розробка ПКД
2.1.2.5.	Реконструкція ПС-150/35/10кВ «Н. Троицкая»	шт	комплекс	16400,0	ні	I квартал 2020р	II квартал 2020р		III квартал 2022р	IV квартал 2022р	0,0	0	16400,0	0	0	0	Плата за приєднання	4,6	Приєднання, СЕС, 5,7 МВт	Реконструкція ПС-150/35/10кВ «Н. Троицкая» із заміною існуючого ЗРП-10 кВ на КРПЗ-10 кВ, заміною існуючих ТВП-10/0,4 кВ. Дооснащення існуючої телемеханіки.		ТОВ "АРС ЕНЕРЖІ".СЕС.
2.1.3.	**ПС-150/35/10кВ "Цюрупинская".**																					
2.1.3.1.	Реконструкція РЗА ПС-150/35/10кВ "Цюрупинская" з встановленням на ПЛ-150 захистів ДФЗ з комплектами ВЧ-обробки.	шт	комплекс	2750	ні	II квартал 2019р	IV квартал 2019р		I квартал 2020р	IV квартал 2020р	2750	0	0	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Лист Дніпровської ЕС від 10.11.2009. №30-Пр8-09/4237, лист РДЦ Південного регіону від 30.11.18. № 01-3/47264	ПС-150/35/10кВ "Цюрупинская". Реконструкція РЗА з встановленням на ПЛ-150 захистів ДФЗ з комплектами ВЧ-обробки.	**776**	
2.1.3.2.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/10кВ "Цюрупинская". Заміна електромеханічних захистів ПЛ-35кВ на МП-пристрої РЗА.	шт	8	640	ні	II квартал 2021р	III квартал 2021р		II квартал 2022р	III квартал 2022р	0	0	640	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1981.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/10кВ "Цюрупинська". Заміна електромеханічних захистів ПЛ-35кВ на МП-пристрої РЗА.	**809**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.1.4.	**ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ"**																					
2.1.4.1.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ". Заміна прийомопередавачів ПВЗ захистів ПЛ-150кВ ДФЗ-201 на прийомопередавачі "ОРІОН-УПЗ" або аналог	шт	3	495	ні	II квартал 2019р	IV квартал 2019р		II квартал 2020р	IV квартал 2020р	495	0	0	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1968	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ". Заміна прийомопередавачів ПВЗ захистів ПЛ-150кВ ДФЗ-201 на прийомопередавачі "ОРІОН-УПЗ" або аналог	**778**	
2.1.4.2.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ". Заміна панелей Резервних захистів ПЛ-150-Карантинная-1, Карантинная-2 на пристрій ДІАМАНТ L014 або аналог.	шт	комплекс	660	ні	I квартал 2021р	III квартал 2021р		I квартал 2022р	IV квартал 2022р	0	0	660	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, , Схема розвитку ХОЕ 2017-2021, Арк.309	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ". Заміна панелей Резервних захистів ПЛ-150-Карантинная-1, Карантинная-2 на пристрій ДІАМАНТ L014 або аналог.	**783**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.1.4.3.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ". Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т на МП пристрої РЗА	шт	комплекс	650	ні	III квартал 2023р	IV квартал 2023р		I квартал 2024р	IV квартал 2024р	0	0	0	0	650	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1968	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ". Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т на МП пристрої РЗА	**790**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.1.4.4.	Реконструкція РЗА ПС-150/35/6 кВ «ХНПЗ» з заміною ДЗШ-150 та ПРВВ-150 кВ на мікропроцесорні пристрої РЗА.	шт	комплекс	1000	так	III квартал 2018р	IV квартал 2018р		II квартал 2020р	IV квартал 2020р	3600	0	0	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, Схема розвитку ХОЕ 2017-2021, Арк.309	Реконструкція РЗА ПС-150/35/6 кВ «ХНПЗ» з заміною ДЗШ-150 та ПРВВ-150 кВ на мікропроцесорні пристрої РЗА.	**798**	
2.1.4.5.	Реконструкція РЗА ПС-150/35/6 кВ «ХНПЗ» з заміною ДЗШ-35 кВ на мікропроцесорні пристрої РЗА.	шт	комплекс	750	ні	I квартал 2021р	IV квартал 2021р	200	II квартал 2023р	IV квартал 2023р	0	200	0	750	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1968	Реконструкція РЗА ПС-150/35/6 кВ «ХНПЗ» з заміною ДЗШ-35 кВ на мікропроцесорні пристрої РЗА.	**800**	
2.1.4.6.	Реконструкція ПС 150 кВ "ХНПЗ" із заміною порталів ВРУ-35, 150 кВ та реконструкцією системи блискавкозахисту підстанції.	шт	комплекс	34500	так	I квартал 2015р	IV квартал 2015р		III квартал 2020р	IV квартал 2021р	50000	20000	0	0	0	-	Амортизація: 28135,8 Інші: 41864,2	2	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1968	Заміна порталів та блискавкозахисту на ВРУ-35-150кВ.	**701**	
2.1.4.7.	Реконструкція ПС-150/35/6кВ „ХНПЗ" з заміною силових тр-рів 1Т та 2Т 60МВ*А на тр-ри 63 МВ*А.	шт	2	104000	ні	II квартал 2021р	IV квартал 2021р	280	III квартал 2023р	IV квартал 2024р	0	280	0	52000	52000	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1968	Заміна силових трансформаторів 1Т та 2Т 150кВ типу ТДТГ-60000/150 на силові трансформатори типу ТДТН-63000/15	**701**	

2.1.4.8.	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „ХНПЗ” з заміною ДГР-35	шт			ні	II квартал 2023р	II квартал 2023р	200	I квартал 2025р	IV квартал 2025р	0	0	0	200	0	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1969	Заміна ДГР-35	**701**	Розробка ПКД
2.1.4.9.	Реконструкція ПС 150/35/6 "ХНПЗ"	шт	комплекс	18200,0	ні	I квартал 2020р	II квартал 2020р		III квартал 2022р	IV квартал 2022р	0,0	0	18200,0	0	0	0	Плата за приєднання	4,6	Приєднання, ТЕС, 17 МВт	Реконструкція ПС 150/35/6 "ХНПЗ"з встановленням двох додаткових комірок 35 кВ, заміною існуючих ТН-35-1,2, заміною ошиновки та порталів 1,2 секцій шин 35 кВ. Дооснащення існуючої телемеханіки.		ВК «Цементник».Піролізна енергогенеруюча установка
2.1.4.10.	Будівництво двох ПЛ-35 кВ від РП-35 кВ ПС 150/35/6 кВ "ХНПЗ"до РП-35 кВ замовника	км	2*4.5	17517,6	ні	I квартал 2020р	II квартал 2020р		III квартал 2022р	IV квартал 2022р	0,0	0	17517,6	0	0	0	Плата за приєднання	4,6		Будівництво двох ПЛ-35 кВ від РП-35 кВ ПС 150/35/6 кВ "ХНПЗ"до РП-35 кВ замовника.		
2.1.4.11.	Реконструкція ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ"	шт	комплекс	12400,0	ні	I квартал 2020р	II квартал 2020р		III квартал 2022р	IV квартал 2022р	0,0	0	12400,0	0	0	0	Плата за приєднання	4,6	Приєднання СЕС, 19,98 МВт	Реконструкція ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ" з встановленням двох додаткових комірок 150кВ на I та II с.ш. РП-150кВ для приєднання ФЕС. Дооснащення існуючої телемеханіки.		ТОВ "ЗЕЛЕНГОСП-ХЕРСОН". СЕС.
2.1.4.12.	Будівництво двох ПЛ-150 кВ від РП-150 кВ ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ" до РП-150 кВ СЕС	км	2*7.5	41634,0	ні	I квартал 2020р	II квартал 2020р		III квартал 2022р	IV квартал 2022р	0,0	0	41634,0	0	0	0	Плата за приєднання	4,6		Будівництво двох ПЛ-150 кВ від РП-150 кВ ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ" до РП-150 кВ СЕС		
2.1.5.	**ПС-150/35/6кВ "Никольская"**																					
2.1.5.1.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/6кВ "Никольская". Заміна приймопередавачів ПВЗ захистів ПЛ-150кВ ДФЗ-201 на приймопередавачі “ОРІОН-УПЗ” або аналог	шт	2	330	ні	III квартал 2022р	IV квартал 2022р		II квартал 2023р	IV квартал 2023р	0	0	0	330	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1977	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/6кВ "Никольская". Заміна приймопередавачів ПВЗ захистів ПЛ-150кВ ДФЗ-201 на приймопередавачі “ОРІОН-УПЗ” або аналог	**781**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.1.5.2.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/6кВ "Никольская". Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА	шт	комплекс	1300	ні	II квартал 2023р	IV квартал 2023р		II квартал 2024р	IV квартал 2024р	0	0	0	0	1300	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1977	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/6кВ "Никольская". Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА	**792**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.1.5.3.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/6кВ "Никольская". Заміна електромеханічних захистів ПЛ-35кВ на МП-пристрої РЗА.	шт	3	240	ні	II квартал 2023р	III квартал 2023р		II квартал 2024р	IV квартал 2024р	0	0	0	0	240	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1977	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/6кВ "Микільська". Заміна електромеханічних захистів ПЛ-35кВ на МП-пристрої РЗА.	**808**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.1.5.4.	Реконструкція ПС-150/35/10кВ "Никольская". Заміна аккум. Батареї 84 А/Ч.	шт	1	300	ні	III квартал 2020р	IV квартал 2020р		III квартал 2021р	III квартал 2021р	0	300	0	0	0	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1977	Заміна акумуляторної батареї.	**717**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.1.6.	**ПС-150/10кВ "Коммунальная".**																					
2.1.6.1.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/10кВ "Коммунальная". Заміна приймопередавачів ПВЗ захистів ДФЗ - Діамант на приймопередавачі “ОРІОН-УПЗ” або аналог	шт	2	330	ні	II квартал 2021р	IV квартал 2021р		II квартал 2022р	IV квартал 2022р	0	0	330	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1984	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/10кВ "Коммунальная". Заміна приймопередавачів ПВЗ захистів ДФЗ - Діамант на приймопередавачі “ОРІОН-УПЗ” або аналог	**780**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.1.7.	**ПС-150/35/10кВ "Промбаза"**																					
2.1.7.1.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/10кВ "Промбаза". Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА	шт	комплекс	1300	ні	II квартал 2022р	IV квартал 2022р		III квартал 2023р	IV квартал 2023р	0	0	0	1300	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, , Схема розвитку ХОЕ 2017-2021, Арк.257	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/10кВ "Промбаза". Заміна електромеханічних захистів силових	**793**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.1.7.2.	Реконструкція системи живлення постійного струму ПС-150/35/10 «Промбаза». Монтаж підзарядного пристрою акумуляторної батареї типу RU-2 (або аналог)	шт	2	160	ні	I квартал 2021р	IV квартал 2021р		II квартал 2022р	IV квартал 2022р	0	0	160	0	0	-	Амортизація	1, 10	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1968	Реконструкція системи живлення постійного струму ПС-150/35/10 «Промбаза». Монтаж підзарядного пристрою акумуляторної батареї типу	**795**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.1.7.3.	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Промбаза” Заміна комірок 10 кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.	шт	комплекс	28000	ні	II квартал 2022р	IV квартал 2022р	180	III квартал 2024р	IV квартал 2024р	0	0	180	0	28000	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1968	Заміна комірок 10 кВ з масляними вимикачами на комірки з вакуумними вимикачами.	**733**	
2.1.8.	**ПС-150/35/10 кВ «Промышленная»**																					
2.1.8.1.	Реконструкція РЗА ПС-150/35/10 кВ «Промышленная» з заміною ДЗШ-35 кВ на мікропроцесорні пристрої РЗА.	шт	комплекс	750	ні	I квартал 2021р	III квартал 2021р	200	II квартал 2023р	IV квартал 2023р	0	200	0	750	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1976	Реконструкція РЗА ПС-150/35/10 кВ «Промислова» з заміною ДЗШ-35 кВ на	**804**	
2.1.8.2.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/10кВ «Промышленная». Заміна електромеханічних захистів ПЛ-35кВ на МП-пристрої РЗА.	шт	5	400	ні	III квартал 2021р	IV квартал 2021р		II квартал 2022р	III квартал 2022р	0	0	400	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, , Схема розвитку ХОЕ 2017-2021, Арк.252-253	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/10кВ "Промислова". Заміна	**806**	ПКД буде розроблено госп.способо
2.1.8.3.	Реконструкція ВРП-35 з перезаведенням 2-х КЛ 35 кВ від КП-6, КП-7 (ПС 35/6 “Дзержинская) на ПС-150/35/10кВ „Промышленная”.	шт			ні	III квартал 2024р	IV квартал 2024р	350	I квартал 2025р	IV квартал 2025р	0	0	0	0	350	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1976	Встановлення двох додаткових комірок 35 кВ для перезаведення 2-х КЛ 35 кВ від КП-6, КП-7 живлення (ПС 35/6 “Дзержинская)	**712**	Розробка ПКД
2.1.9.	**ПС-150/35/10кВ "Н.Алексеевка"**																					
2.1.9.1.	Реконструкція ПС 150/35/10кВ «Н.Алексеевка» з заміною ОД/КЗ-150кВ з встановленням елегазових вимикачів та трансформаторів струму.	шт	комплекс	28800	так	III квартал 2017р	IV квартал 2017р		III квартал 2020р	IV квартал 2020р	28800	0	0	0	0		Амортизація	1,2	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1980	Заміна ОД/КЗ-150кВ на елегазові вимикачі 150кВ.	**720**	
2.1.9.2.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/10кВ "Н.Алексеевка". Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА	шт	комплекс	1300	ні	II квартал 2022р	IV квартал 2022р		I квартал 2023р	IV квартал 2023р	0	0	0	1300	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, , Схема розвитку ХОЕ 2017-2021, Арк.261	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/10кВ "Н.Алексеевка". Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА	**787**	
2.1.9.3.	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Н.Алексеевка” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.	шт	комплекс	35000	ні	III квартал 2020р	IV квартал 2020р	315,5	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	315,5	0	35000	0	0	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1980	Заміна масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.	**720**	
2.1.9.4.	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Н.Алексеевка” З заміною комірок 10 кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.	шт			ні	III квартал 2023р	III квартал 2023р	150	I квартал 2025р	IV квартал 2025р	0	0	0	150	0	-	Амортизація	***2***	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1980	Заміна комірок 10 кВ з масляними вимикачами на комірки з вакуумними вимикачами.	**720**	Розробка ПКД
2.1.10.	**ПС-150/35/10кВ "Н.Тимофеевка"**																					
2.1.10.1.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/10кВ "Н.Тимофеевка". Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА	шт	комплекс	1300	ні	II квартал 2023р	III квартал 2023р		II квартал 2024р	III квартал 2024р	0	0	0	0	1300	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, , Схема розвитку ХОЕ 2017-2021, Арк.261	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/10кВ "Н.Тимофеевка". Заміна електромеханічних захистів силових	**789**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.1.10.2.	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Н.Тимофеевка” Реконструкція ВРП-150кВ з заміною ОД-150 на елегазові вимикачі та заміна тр-рів струму	шт	комплекс	22000	ні	III квартал 2021р	IV квартал 2021р	300	III квартал 2024р	IV квартал 2024р	0	300	0	0	22000	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1978	Заміна ОД/КЗ-150кВ на елегазові вимикачі 150кВ.	**740**	
2.1.11.	**ПС-150/35/10 «ГНС-КОС»**																					
2.1.11.1.	Реконструкція системи живлення постійного струму ПС-150/35/10 «ГНС-КОС». Монтаж підзарядного пристрою акумуляторної батареї типу ШПКЕ-9801 (або аналог)	шт	1	360	ні	I квартал 2021р	IV квартал 2021р		I квартал 2022р	IV квартал 2022р	0	0	360	0	0	-	Амортизація	1, 10	Технічний стан, , Схема розвитку ХОЕ 2017-2021, Арк.259	Реконструкція системи живлення постійного струму ПС-150/35/10 «ГНС-КОС». Монтаж підзарядного пристрою	**797**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.1.11.2.	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „ГНС КОС” з заміною ОД/КЗ 150кВ на елегазові вимикачі 150кВ в комплекті з тр-рами струму 150кВ.	шт	комплекс	43000	ні	III квартал 2020р	IV квартал 2020р	550	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	550	0	43000	0	0	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1973	Заміна ОД/КЗ-150кВ на елегазові вимикачі 150кВ.	**735**	
2.1.12.	**ПС-150/35/10 кВ «П.Покровская»**																					
2.1.12.1.	Реконструкція РЗА ПС-150/35/10 кВ «П.Покровская» з заміною ДЗШ-35 кВ на мікропроцесорні пристрої РЗА.	шт	комплекс	750	ні	II квартал 2022р	IV квартал 2022р	200	II квартал 2024р	I квартал 2024р	0	0	200	0	750	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1971	Реконструкція РЗА ПС-150/35/10 кВ «П.Покровская» з заміною ДЗШ-35 кВ на	**802**	
2.1.12.2.	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „П.Покровская” з заміною комірок 10 кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.	шт	комплекс	4200	так	III квартал 2017р	IV квартал 2017р		III квартал 2022р	IV квартал 2022р	0	0	4200	0	0	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1971	Заміна комірок 10кВ.	**713**	
2.1.12.3.	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „П.Покровская” з заміною масляних вимикачів35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.	шт	комплекс	22000	так	III квартал 2017р	IV квартал 2017р		III квартал 2023р	IV квартал 2023р	0	0	0	22000	0	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1971	Заміна масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.	**713**	

2.1.12.4.	Реконструкція ПС-150/35/10кВ "Посад Покровская"	шт	комплекс	86703,1	так	I квартал 2019р	II квартал 2019р		II квартал 2021р	IV квартал 2021р	0,0	86703,1	0	0	0	0	Плата за приєднання	4,6	Приєднання, ВЕС, 110 МВт	Реконструкція ПС-150/35/10кВ "Посад Покровская" з встановленням двох додаткових комірок 150 кВ ВЕС, встановленням вимикачів 150 кВ приєднань "ХНПЗ","Октябрьская", заміною ТН-150-1,2, реконструкцією пристроїв РЗА, заміною щита постійного струму та акумуляторної батареї,дооснащенням існуючої телемеханіки.		ТОВ " ДНІПРО-БУЗЬКА ВІТРОВА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ". ВЕС.
2.1.13.	**ПС-150/35/10кВ "Рубановка"**																					
2.1.13.1.	Реконструкція ВРП-150кВ ПС-150/35/10кВ „Рубановка" із заміною ОД-150 на елегазові вимикачі та заміна тр-рів струму	шт	комплекс	22000	ні	III квартал 2020р	IV квартал 2020р	450	III квартал 2023р	IV квартал 2023р	450	0	0	22000	0	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1974	Заміна ОД/КЗ-150кВ на елегазові вимикачі 150кВ.	**730**	
2.1.13.2.	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Рубановка" Реконструкція ОРУ-35 із заміною масляних вимикачів на вакуумні.	шт	комплекс	27000	ні	III квартал 2022р	IV квартал 2022р	200	III квартал 2024р	IV квартал 2024р	0	0	200	0	27000	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення ПС в експлуатацію1974	Заміна масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.	**730**	
2.1.14.	**ПС-150/35/10кВ "Виноградово"**																					
2.1.14.1	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Виноградово" з заміною комірок КРУН-10кВ на КРПЗ-10кВ.	шт	комплекс	16000	ні	III квартал 2020р	IV квартал 2020р	200	III квартал 2021р	IV квартал 2021р	200	16000	0	0	0	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1964	Заміна комірок КРУН-10 на КРПЗ-10.	**718**	
2.1.14.2	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Виноградово" Заміна ДГР-35	шт			ні	III квартал 2023р	III квартал 2023р	200	I квартал 2025р	IV квартал 2025р	0	0	0	200	0	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1964	Заміна ДГР-35	**718**	Розробка ПКД
2.1.15.	**ПС-150/35/10кВ "Бериславская"**																					
2.1.15.1.	Реконструкція ВРП-35 ПС-150/35/10кВ „Бериславская" Із заміною масляних вимикачів 35 на вакуумні.	шт	комплекс	5000	ні	II квартал 2022р	IV квартал 2022р	150	IV квартал 2024р	IV квартал 2024р	0	0	150	0	5000	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1984	Заміна масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.	**710**	
2.1.15.2.	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Бериславская" з заміною комірок 10 кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.	шт			ні	III квартал 2024р	III квартал 2024р	180	I квартал 2025р	IV квартал 2025р	0	0	0	0	180	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1984	Заміна комірок 10 кВ з масляними вимикачами на комірки з вакуумними вимикачами.	**710**	Розробка ПКД
2.1.16.	**ПС-150/35/10 «ГНС-СОС»**																					
2.1.16.1.	Реконструкція ПС-150/35/6кВ "ГНС СОС" с заміною комірок 6 кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.	шт			ні	II квартал 2024р	III квартал 2024р	150	I квартал 2025р	IV квартал 2025р	0	0	0	0	150	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1990	Заміна комірок 6 кВ з масляними вимикачами на комірки з вакуумними вимикачами.	**737**	Розробка ПКД
2.1.16.2.	Реконструкція ПС-150/35/6кВ "ГНС СОС"	шт	комплекс	33939,8	ні	I квартал 2020р	II квартал 2020р		III квартал 2022р	IV квартал 2022р	0	0	33939,8	0	0	0	Плата за приєднання	4,6	Приєднання, ВЕС, 20 МВТ	Реконструкція ПС-150/35/6кВ "ГНС СОС" з встановленням додаткової комірки 35 кВ, комірки СВВ-35, ТН-35-2, встановленням секційного вимикача 150 кВ, заміною існуючого вимикача 150 кВ приєднання силового трансформатора 2Т, встановлення трансформатора власних потреб 35/0,4 кВ. Заміна існуючих щитів власних потреб, постійного струму. Телемеханізація ПС-150/35/6кВ "ГНС СОС".		ТОВ "Е.Вінд". ВЕС
2.1.16.3.	Будівництво ПЛ-35 кВ від РП-35 кВ ПС-150/35/6кВ "ГНС СОС" до РП-35 кВ ВЕС	км	11,0	16940,0	ні	I квартал 2020р	II квартал 2020р		III квартал 2022р	IV квартал 2022р	0,0		16940,0				Плата за приєднання			Будівництво ПЛ-35 кВ від РП-35 кВ ПС-150/35/6кВ "ГНС СОС" до РП-35 кВ ВЕС		
2.2.	**Підстанції рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього**										**15538,01**	**58169,2**	**74940**	**36810**	**29710**							
2.2.1.	**ПС-35/10кВ Ж.Порт**																					
2.2.1.1.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Ж.Порт (Голопристанські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 2Т (1 компл) на шафу РШ-13М або аналог	шт	комплекс	280	ні	III квартал 2020р	IV квартал 2020р		I квартал 2021р	III квартал 2021р	0	280	0	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1984	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Ж.Порт (Голопристанський РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 2Т, (1 компл) на шафу РШ-13М або аналог	**816**	
2.2.1.2.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Ж.Порт (Голопристанські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів МВ-35-Бехтери на шафу РШ-15 або аналог	шт	комплекс	280	ні	III квартал 2020р	IV квартал 2020р		I квартал 2021р	III квартал 2021р	0	280	0	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1984	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Ж.Порт (Голопристанський РЕМ). Заміна електромеханічних захистів МВ-35-Бехтери на шафу РШ-15 або аналог	**817**	
2.2.1.3.	Реконструкція ПС 35/10кВ "Ж.Порт" з встановленням УКРП-10.	шт			ні	III квартал 2023р	III квартал 2023р	60	I квартал 2025р	IV квартал 2025р	0	0	0	60	0	-	Амортизація	2	Компенсація реактивної потужності. ТЕО стор. 169	Встановленням УКРП-10.	**766**	Розробка ПКД
2.2.2.	**ПС-35/10кВ Н.Николаевка**																					
2.2.2.1.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Н.Николаевка (Скадовські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів трансформаторів 1Т, 2Т на шафи РШ-13М або аналог.	шт	комплекс	560	ні	III квартал 2020р	IV квартал 2020р		I квартал 2021р	III квартал 2021р	0	560	0	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, , Схема розвитку ХОЕ 2017-2021, Арк.274	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Н.Николаевка (Скадовський РЕМ). Заміна електромеханічних захистів трансформаторів 1Т, 2Т на шафи РШ-13М або аналог.	**819**	
2.2.2.2.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Н.Николаевка (Скадовські РЕМ). Заміна електро-механічних захистів СМВ-35кВ на шафу РШ-15 або аналог.	шт	комплекс	280	ні	III квартал 2020р	IV квартал 2020р		I квартал 2021р	III квартал 2021р	0	280	0	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, , Схема розвитку ХОЕ 2017-2021, Арк.274	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВН.Николаевка (Скадовський РЕМ). Заміна електро-механічних захистів СМВ-35кВ на шафу РШ-15 або аналог.	**820**	
2.2.3.	**ПС-35/10кВ Новороссийская**																					
2.2.3.1.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Новороссийская (Скадовські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів СМВ-35кВ на шафи РШ-15 або аналог.	шт	комплекс	280	ні	III квартал 2020р	IV квартал 2020р		I квартал 2021р	III квартал 2021р	0	280	0	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1978	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Новоросійська (Скадовський РЕМ). Заміна електромеханічних захистів СМВ-35кВ на шафи РШ-15 або аналог.	**822**	
2.2.3.2.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Новороссийская (Скадовські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на шафи РШ-13М або аналог.	шт	комплекс	560	ні	III квартал 2020р	IV квартал 2020р		I квартал 2021р	III квартал 2021р	0	560	0	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1978	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Новоросійська (Скадовський РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на шафи РШ-13М або аналог.	**823**	
2.2.4.	**ПС-35/10кВ В.Рогачикская**																					
2.2.4.1.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ В.Рогачикская (В.Лепетихські РЕМ). Заміна електро-механічних захистів ВМС-35кВ на шафу РШ-15 або аналог	шт	комплекс	280	ні	III квартал 2022р	IV квартал 2022р		II квартал 2023р	IV квартал 2023р	0	0	0	300	300	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1983	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ В.Рогачик (В.Лепетихський РЕМ). Заміна електро-механічних захистів ВМС-35кВ на шафу РШ-15 або аналог	**830**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.2.4.2.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ В.Рогачикская (В.Лепетихські РЕМ). Заміна електро-механічних захистів силових торансформаторів 1Т, 2Т на шафи РШ-13М або аналог	шт	комплекс	560	ні	III квартал 2022р	IV квартал 2022р		II квартал 2023р	IV квартал 2023р	0	0	0	560	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1983	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ В.Рогачик (В.Лепетихський РЕМ). Заміна електро-механічних захистів силових торансформаторів 1Т, 2Т на шафи РШ-13М або аналог	**831**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.2.5.	**ПС-35/6кВ Ивановская**																					
2.2.5.1.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/6кВ Ивановская (Іванівські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.	шт	комплекс	700	ні	III квартал 2022р	IV квартал 2022р		II квартал 2023р	IV квартал 2024р	0	0	0	350	350	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, , Схема розвитку ХОЕ 2017-2021, Арк.286	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/6кВ Івановка (Іванівського РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.	**844**	

2.2.5.2.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Ивановская (Іванівські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів ВМ-35 Трофимовка, ВМ-35 Дружбовка на панелі захистів з МП-пристроями РЗА	шт	комплекс	600	ні	III квартал 2020р	IV квартал 2020р		I квартал 2021р	III квартал 2021р	0	600	0	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, , Схема розвитку ХОЕ 2017-2021, Арк.286	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Івановка (Іванівський РЕМ). Заміна електромеханічних захистів ВМ-35 Трофимовка, ВМ-35 Дружбовка на панелі захистів РЗА.	**845**	
2.2.5.3.	Реконструкція ПС 35/10кВ "Ивановка" з встановленням УКРП-10.	шт	1	2500	ні	III квартал 2022р	III квартал 2022р	60	III квартал 2024р	III квартал 2024р	0	0	60	0	2500	-	Амортизація	2	Компенсація реактивної потужності. ТЕО стор. 169	Встановлення УКРП-10.	**767**	
2.2.6.	**ПС-35/10кВ Н.Серогозская**																					
2.2.6.1.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Н.Серогозская (Іванівські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів СВ-35кВ на шафу МП захистів типу РШ-15 або аналог.	шт	комплекс	280	ні	III квартал 2020р	IV квартал 2020р		I квартал 2021р	III квартал 2021р	0	280	0	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, , Схема розвитку ХОЕ 2017-2021, Арк.288	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Н.Сірогози (Іванівський РЕМ). Заміна електро-механічних захистів СВ-35кВ на шафу МП захистів типу РШ-15 або аналог.	**851**	
2.2.6.2.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Н.Серогозская (Іванівські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т, 2Т на шафу РШ-13М або аналог.	шт	комплекс	560	ні	III квартал 2020р	IV квартал 2020р		I квартал 2021р	III квартал 2021р	0	560	0	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, , Схема розвитку ХОЕ 2017-2021, Арк.288	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Н.Сірогози (Іванівський РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т, 2Т на шафу РШ-13М або аналог.	**852**	
2.2.6.3.	Реконструкція ПС 35/10кВ "Н.Серогозская" з встановленням УКРП-10 .	шт	1	1800	ні	III квартал 2021р	III квартал 2021р	60	III квартал 2023р	III квартал 2023р	0	60	0	1800	0	-	Амортизація	2	Компенсація реактивної потужності. ТЕО стор. 169	Встановлення УКРП-10.	**764**	Розробка ПКД
2.2.7.	**ПС-35/10кВ В.Лепетихская**																					
2.2.7.1.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ В.Лепетихская (В.Лепетихські РЕМ). Заміна електро-механічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.	шт	комплекс	600	ні	III квартал 2020р	IV квартал 2020р		I квартал 2021р	III квартал 2021р	0	600	0	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, , Схема розвитку ХОЕ 2017-2021, Арк.284	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ В.Лепетиха (В.Лепетихський РЕМ). Заміна електро-механічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.	**827**	
2.2.7.2.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ В.Лепетихская (В.Лепетихські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів ПЛ-35кВ (3шт) на шафи МП захистів типу РШ-15 або аналог.	шт	комплекс	840	ні	III квартал 2022р	IV квартал 2022р		II квартал 2023р	IV квартал 2024р	0	0	0	560	280	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1972	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ В.Лепетиха (В.Лепетихського РЕМ). Заміна електромеханічних захистів ПЛ-35кВ (3шт) на шафи МП захистів типу РШ-15 або аналог.	**854**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.2.7.3.	Реконструкція ПС 35/10кВ "В.Лепетихская" з встановленням УКРП-10.	шт			ні	III квартал 2024р	III квартал 2024р	60	I квартал 2025р	IV квартал 2025р	0	0	0	0	60	-	Амортизація	2	Компенсація реактивної потужності. ТЕО стор. 169	Встановлення УКРП-10.	**769**	Розробка ПКД
2.2.8.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Н.Григорьевка (Генічеські РЕМ) Заміна електро-механічних захистів ВМ-35кВ Вікторовка, ВМ-35 Озеряне, ПЛ-35кВ Атманай на шафи РШ-15 або аналог	шт	комплекс	840	ні	II квартал 2021р	III квартал 2021р		II квартал 2022р	III квартал 2022р	0	0	840	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, , Схема розвитку ХОЕ 2017-2021, Арк.290	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Н.Григорьевка (Генічеський РЕМ) Заміна електро-механічних захистів ВМ-35кВ Вікторовка, ВМ-35 Озеряне, ПЛ-35кВ Атманай на шафи РШ-15 або аналог	**814**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.2.9.	**ПС-35/10 Белозерская**																					
2.2.9.1	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Білозерської дільниці ХМЕМ (1шт). Заміна електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т ПС-35/10 Белозерская на шафу РШ-13М або аналог	шт	комплекс	280	ні	II квартал 2021р	III квартал 2021р		II квартал 2022р	III квартал 2022р	0	0	280	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, , Схема розвитку ХОЕ 2017-2021, Арк.265	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Білозерської дільниці ХМЕМ (1шт). Заміна електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т ПС-35/10 Білозерська на шафу РШ-13М або аналог	**811**	
2.2.9.2	Реконструкція ПС 35/10кВ "Белозерская" з встановленням УКРП-10.	шт	1	2500	ні	III квартал 2020р	III квартал 2020р	60	III квартал 2022р	III квартал 2022р	60	0	2500	0	0	-	Амортизація	2	Компенсація реактивної потужності. ТЕО стор. 169	Встановлення УКРП-10.	**759**	
2.2.10.	**ПС-35/10кВ Счастливцево**																					
2.2.10.1	Реконструкція ПС 35/10кВ "Счастливцево" з встановленням УКРП-10.	шт	1	1500	ні	III квартал 2021р	III квартал 2021р	60	III квартал 2023р	III квартал 2023р	0	60	0	1500	0	-	Амортизація	2	Компенсація реактивної потужності. ТЕО стор. 169	Встановлення УКРП-10.	**763**	
2.2.10.2	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Счастливцево (Генічеські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т на шафу РШ-13М або аналог	шт	комплекс	280	ні	II квартал 2021р	III квартал 2021р		III квартал 2022р	IV квартал 2022р	0	0	280	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1976	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Щасливцеве (Генічеський РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т на шафу РШ-13М або аналог	**815**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.2.11.	**ПС-35/6кВ Строительная**																					
2.2.11.1.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/6кВ Строительная (2шт). Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на шафи РШ-13М або аналог	шт	комплекс	560	ні	III квартал 2022р	IV квартал 2022р		II квартал 2023р	IV квартал 2023р	0	0	0	560	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, , Схема розвитку ХОЕ 2017-2021, Арк.292	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Будвельна (2шт). Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на шафи РШ-13М або аналог	**812**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.2.11.2.	Реконструкція ПС-35/6кВ „Строительная з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ.	шт			ні	III квартал 2024р	III квартал 2024р	180	I квартал 2025р	IV квартал 2025р	0	0	0	0	180	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1967	Заміна масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ силових тр-рів 1Т, 2Т	**758**	
2.2.12.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Порт (Н.Каховські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т (2 комплекти) на шафи РШ-13М або аналог.	шт	комплекс	560	ні	III квартал 2020р	IV квартал 2020р		I квартал 2021р	III квартал 2021р	0	560	0	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1967	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Порт (Н.Каховський РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т (2 комплекти) на шафи РШ-13М або аналог.	**824**	
2.2.13.	**ПС-35/10кВ Заря**																					
2.2.13.1.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Заря (Н.Каховські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т на шафу РШ-13М або аналог.	шт	комплекс	300	ні	II квартал 2021р	III квартал 2021р		II квартал 2022р	III квартал 2022р	0	0	300	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, , Схема розвитку ХОЕ 2017-2021, Арк.270	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Заря (Н.Каховський РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 2Т на шафу РШ-13М або аналог.	**826**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.2.13.2.	Реконструкція ПС-35/10кВ „Заря" з заміною силового тр-ра 1Т ТАМ-5600 МВ*А.	шт	1	10000	ні	II квартал 2023р	II квартал 2023р		III квартал 2024р	III квартал 2024р	0	0	0	0	10000	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1958	Заміна силового тр-ра 35кВ 1Т типу ТАМ-5600/35 на ТМН-6300/35	**767**	Розробка ПКД госп.способом.
2.2.14.	**ПС-35/10кВ Чаплынская**																					
2.2.14.1.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Чаплынская (Чаплинські РЕМ). Заміна електро-механічних захистів силового трансформатора 1Т, 3Т на шафи РШ-13М або аналог.	шт	комплекс	600	ні	III квартал 2022р	IV квартал 2022р		II квартал 2023р	IV квартал 2024р	0	0	0	300	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, , Схема розвитку ХОЕ 2017-2021, Арк.278	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Чаплинка (Чаплинський РЕМ). Заміна електро-механічних захистів силового трансформатора 1Т, 3Т на шафи РШ-13М або аналог.	**829**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.2.14.2.	Реконструкціям ПС 35/10 "Чаплынкская" з встановлення УКРП-10.				ні	III квартал 2023р	III квартал 2023р	60	I квартал 2025р	IV квартал 2025р	0	0	0	60	0		Амортизація	2	Компенсація реактивної потужності. ТЕО стор. 169	Встановлення УКРП-10.	**765**	Розробка ПКД
2.2.15.	**ПС-35/6кВ Островная**																					
2.2.15.1	Реконструкція ПС-35/6кВ „Островная" з заміною силового тр-ра 1Т 10 МВ*А.	шт	комплекс	10000	ні	I квартал 2020р	I квартал 2020р		III квартал 2021р	III квартал 2021р	0	10000	0	0	0	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1965	Заміна силового тр-ра 35кВ 1Т типу ТДН-10000/35 на ТДНС-10000/35	**747**	
2.2.15.2	Реконструкція ПС-35/6кВ „Островная" З заміною ОД-35 КЗ-35 на вакуумні вимикачі 35 кВ	шт	комплекс	9000	ні	I квартал 2020р	I квартал 2020р		III квартал 2021р	IV квартал 2021р	0	9000	0	0	0	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1965	Заміна ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.	**747**	
2.2.15.3	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/6кВ Островная (ХМЕМ). Заміна панелей електро-механічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.	шт	комплекс	700	ні	III квартал 2020р	IV квартал 2020р		I квартал 2021р	III квартал 2021р	0	700	0	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1965	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/6кВ Островная (ХМЕМ). Заміна панелей електро-механічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.	**833**	
2.2.16.	**ПС-35/6кВ Бетонверфь**																					
2.2.16.1	Реконструкція ПС-35/6кВ „Бетонверфь" з заміною ОД-35 КЗ-35 на вакуумні вимикачі 35 кВ.	шт	1	8500	ні	III квартал 2021р	III квартал 2021р	180	III квартал 2023р	III квартал 2023р	0	180	0	8500	0	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1968	Заміна ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.	**749**	
2.2.16.2	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/6кВ Бетонверфь (ХМЕМ). Заміна панелей електро-механічних захистів силового трансформатора 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.	шт	комплекс	700	ні	III квартал 2020р	IV квартал 2020р		I квартал 2021р	III квартал 2021р	0	700	0	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1968	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/6кВ Бетонверфь (ХМЕМ). Заміна панелей електро-механічних захистів силового трансформатора 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.	**834**	
2.2.17.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/6кВ Комсомольская (ХМЕМ). Заміна електро-механічних захистів силового трансформатора 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.	шт	комплекс	700	ні	III квартал 2020р	IV квартал 2020р		I квартал 2021р	III квартал 2021р	0	700	0	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1968	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/6кВ Комсомольская (ХМЕМ). Заміна електро-механічних захистів силового трансформатора 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.	**836**	

2.2.18.	**ПС-35/6кВ Кошевая**																					
2.2.18.1	Реконструкція ПС-35/6кВ „Кошевая"з заміною силовоих тр-раів 1Т та 2Т 6,3 МВ*А.	шт	2	18000	ні	III квартал 2021р	III квартал 2021р	120	III квартал 2023р	III квартал 2024р	0	120	0	9000	9000	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1975	Заміна силових трансформаторів 35кВ 1Т та 2Т типу ТМ-6300/35 на ТМН-6300/35	**752**	
2.2.18.2	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/6кВ Кошевая (ХМЕМ). Заміна електро-механічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на шафи РШ-13М або аналог.	шт	комплекс	560	ні	III квартал 2022р	IV квартал 2022р		II квартал 2023р	IV квартал 2023р	0	0	0	560	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1975	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/6кВ Кошевая (ХМЕМ). Заміна електро-механічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на шафи РШ-13М або аналог.	**837**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.2.19.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ МИС (ХМЕМ). Заміна панелей електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.	шт	комплекс	700	ні	III квартал 2020р	IV квартал 2020р		I квартал 2021р	III квартал 2021р	0	700	0	0	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, , Схема розвитку ХОЕ 2017-2021, Арк.267	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ МИС (ХМЕМ). Заміна панелей електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.	**838**	
2.2.20.	**ПС-35/6кВ Заводская**																					
2.2.20.1	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/6кВ Заводская (ХМЕМ). Заміна панелей електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.	шт	комплекс	700	ні	III квартал 2022р	IV квартал 2022р		II квартал 2023р	IV квартал 2023р	0	0	0	700	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1962	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/6кВ Заводская (ХМЕМ). Заміна панелей електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.	**840**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.2.20.2	Реконструкція ПС-35/6кВ „Заводская" з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ	шт			ні	III квартал 2023р	III квартал 2023р	180	I квартал 2025р	IV квартал 2025р	0	0	0	180	0	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1962	Заміна масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ	**751**	
2.2.21.	**ПС-35/10кВ „Сухарная"**																					
2.2.21.1	Реконструкція ПС-35/10кВ „Сухарная" з заміною силового тр-ра 1Т 10 МВ*А.	шт	1	8500	так	III квартал 2019р	III квартал 2019р		III квартал 2020р	III квартал 2020р	8500	0	0	0	0	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1973	Заміна силового тр-ра 35кВ 1Т типу ТДН-10000/35 на ТДНС-10000/35	**742**	
2.2.21.2	Реконструкція ПС-35/10кВ „Сухарная" з заміною ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ.	шт	комплекс	5600	ні	III квартал 2020р	III квартал 2020р	253,01	III квартал 2022р	III квартал 2022р	253,01	0	5600	0	0	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1973	Заміна ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.	**742**	
2.2.21.3	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Сухарная (ХМЕМ). Заміна панелей електро-механічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.	шт	комплекс	700	ні	III квартал 2022р	IV квартал 2022р		II квартал 2023р	IV квартал 2023р	0	0	0	700	0	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1973	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Сухарная (ХМЕМ). Заміна панелей електро-механічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.	**841**	
2.2.22.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ ТОК (ХМЕМ). Заміна панелей електро-механічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.	шт	комплекс	700	ні	III квартал 2023р	IV квартал 2023р		I квартал 2024р	IV квартал 2024р	0	0	0	0	700	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1982	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ ТОК (ХМЕМ). Заміна панелей електро-механічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.	**842**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.2.23.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Н.Воронцовская (Високопільські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів трансформатора 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.	шт	комплекс	600	ні	III квартал 2023р	IV квартал 2023р		I квартал 2024р	IV квартал 2024р	0	0	0	0	600	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, , Схема розвитку ХОЕ 2017-2021, Арк.281	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Н.Воронцовка (Високопільського РЕМ). Заміна електромеханічних захистів трансформатора 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.	**847**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.2.24.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ К.Лагеря (Олешківські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.	шт	комплекс	600	ні	III квартал 2023р	IV квартал 2023р		I квартал 2024р	IV квартал 2024р	0	0	0	0	600	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1983	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ К.Лагери (Олешкьвський РЕМ). Заміна електро-механічних захистів силового трансформатора 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.	**848**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.2.25.	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Казацкая (Н.Каховські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на шафи РШ-13М або аналог	шт	комплекс	560	ні	III квартал 2023р	IV квартал 2023р		I квартал 2024р	IV квартал 2024р	0	0	0	0	600	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1979	Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Казацкая (Н.Каховський РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на шафи РШ-13М або аналог	**849**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.2.26.	Реконструкція пристроїв РЗА підстанцій 35/10кВ з встановленням комплектів охоронної сигналізації	комплекс	37	14160	ні	III квартал 2019р	IV квартал 2023р		I квартал 2020р	IV квартал 2024р	3120	2570	2730	3120	2620	-	Амортизація	1, 8, 10	Технічний стан	Реконструкція пристроїв РЗА пі-35/10кВ з встановленням комплектів охоронної сигналізації	**855÷905**	ПКД буде розроблено госп.способом
2.2.27.	Реконструкція ПС 35/10кВ "Скадовская" з встановленням УКРП-10.	шт.	1	2031	так	III квартал 2018р	III квартал 2018р		III квартал 2020р	III квартал 2020р	2031	0	0	0	0	-	Амортизація	2	Компенсація реактивної потужності. ТЕО стор. 169	Встановлення УКРП-10.	**760**	
2.2.28.	**ПС 35/10/6кВ "Каховская**																					
2.2.28.1	Реконструкція ВРП-35 ПС 35/10/6 "Каховская"	шт.	комплекс	14000	так	III квартал 2013р	III квартал 2013р		III квартал 2022р	IV квартал 2022р	0	0	14000	0	0	-	Амортизація	2	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1956	Реконструкція ВРУ-35кВ з заміною масляних вимикачів на вакуумні та портальної частини.	**761**	
2.2.28.2	Реконструкція ПС 35/10/6кВ "Каховская" з встановленням УКРП-6.	шт.	1	1514	так	III квартал 2018р	III квартал 2018р		III квартал 2020р	III квартал 2020р	1514	0	0	0	0	-	Амортизація	2	Компенсація реактивної потужності. ТЕО стор. 169	Встановлення УКРП-6.	**761**	
2.2.29.	**Реконструкція ПС 35/10кВ "Молодежная" з встановленням УКРП-10.**	шт.	1	2500	ні	III квартал 2020р	III квартал 2020р	60	III квартал 2022р	III квартал 2022р	60	0	2500	0	0	-	Амортизація	2	Компенсація реактивної потужності. ТЕО стор. 169	Встановлення УКРП-10.	**760**	
2.2.30.	**ПС-35/6кВ „Консервная"**																					
2.2.30.1	Реконструкція ПС-35/6кВ „Консервная" с заміною силового тр-ра 1Т 10 МВ*А	шт	комплекс	10000	ні	I квартал 2020р	I квартал 2020р		III квартал 2021р	III квартал 2021р	0	10000	0	0	0		Амортизація	2	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1964	Заміна силового тр-ра 35кВ 1Т типу ТМН-7500/35 на ТДНС-10000/35	**755**	
2.2.30.2	Реконструкція ПС-35/6кВ „Консервная" з заміною МВ-35 на вакуумні вимикачі 35 кВ	шт	комплекс	8500	ні	I квартал 2020р	I квартал 2020р		III квартал 2021р	IV квартал 2021р	0	8500	0	0	0		Амортизація	2	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1964	Заміна масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.	**755**	
2.2.30.3	Реконструкція ПС-35/6кВ "Консервная"	шт	комплекс	22800,0	ні	I квартал 2020р	II квартал 2020р		III квартал 2022р	IV квартал 2022р	0,0	0	22800,0	0	0	0	Плата за приєднання	4,6	Приєднання, СЕС, 20 МВт	35 кВ, встановленням ТН-35-1,2, заміною існуючого силового трансформатора 35/6 кВ 1Т потужністю 10 М*ВА, заміною щита власних потреб та ТСН-10/0,4 кВ		ТОВ "АРС ТРЕЙД". СЕС.
2.2.30.4	Будівництво двох КЛ-35 кВ від РП-35 кВ ПС-35/6кВ "Консервная" до РП-35 кВ СЕС	км	2*2.6	22990,0	ні	I квартал 2020р	II квартал 2020р		III квартал 2022р	IV квартал 2022р	0,0	0	22990,0	0	0	0	Плата за приєднання	4,6		Будівництво двох КЛ-35 кВ від РП-35 кВ ПС-35/6кВ "Консервная" до РП-35 кВ СЕС		
2.2.31.	**ПС 35/10кВ "Каланчацька"**																					
2.2.31.1	Реконструкція ПС 35/10кВ "Каланчацька" з встановлення УКРП-10.	шт	1	1800	ні	III квартал 2022р	III квартал 2022р	60	III квартал 2024р	III квартал 2024р	0	0	60	0	1800	-	Інше	2	Компенсація реактивної потужності. ТЕО стор. 169	Встановлення УКРП-10.	**765**	
2.2.31.2	Реконструкція ПС-35/10кВ "Каланчацька"	шт	комплекс	4200,0	ні	I квартал 2020р	II квартал 2020р		III квартал 2021р	IV квартал 2021р	0,0	4200,0	0	0	0	0	Плата за приєднання	4,6	Приєднання, СЕС, 3 МВт	з встановленням додаткової комірки 35 кВ СЕС, ТН-35. Заміна існуючої комірки 35кВ приєднання "Каланчацька" на ПС-35/10кВ "Привілля" на комірку з		ТОВ "ЕКОТЕХНОЛОГІЯ ГРУП". СЕС.
2.2.31.3	Будівництво двох ПЛ-35 кВ від РП-35 кВ ПС-35/10кВ "Каланчацька" та від опори №89 ПЛ-35кВ "Каланчацька - Привілля" до РП-35 кВ СЕС	км	3,0	5839,2	ні	I квартал 2020р	II квартал 2020р		III квартал 2021р	IV квартал 2021р	0,0	5839,2	0	0	0	0	Плата за приєднання	4,6		Будівництво двох ПЛ-35 кВ від РП-35 кВ ПС-35/10кВ "Каланчацька" та від опори №89 ПЛ-35кВ "Каланчацька - Привілля" до РП-35 кВ СЕС		
2.2.32.	**Реконструкція ПС-35/6кВ "Оч.сооружения". з заміною комірок КРУН-6 на КРПЗ-6.**	шт	комплекс	8000	так	III квартал 2017р	III квартал 2017р		III квартал 2023р	III квартал 2023р	0	0	0	8000	0	-	Інше	2	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1966	Заміна комірок КРУН-10 з масляними вимикачами на КРПЗ-10 з вакуумними вимикачами	**754**	
2.2.33.	**Реконструкція ПС 35/10 кВ "Костогырзово" з заміною комірок з масляними вимикачами на комірки КРУН-10 з вакуумними вимикачами .**	шт			ні	III квартал 2024р	III квартал 2024р	120	I квартал 2025р	IV квартал 2025р	0	0	0	0	120	-	Інше	2	Технічний стан, рік введення в експлуатацію1976	Заміна комірок КРУН-10 з масляними вимикачами на КРПЗ-10 з вакуумними вимикачами	**764**	Розробка ПКД
2.3.	**Лінії електропередачі рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього**			**463733,661**							**22400**	**37500**	**36000**	**37593**	**30000**							
2.3.1.	**ПЛ-150 кВ «ХТЭЦ-Никольская»**	км	17,985	104233,661	так	II кв 2017 р	IV кв 2017 р		II-III кв 2020 р	IV кв 2023 р	10000	37500	36000	20733		25	Амортизація	1, 2, 3, 5	Технічний стан, рік введення 1957	Реконструкція, повна заміна всіх елементів ПЛ, в т.ч. Проводу з 185 до 240 мм2		
2.3.2.	**ПЛ-150 кВ «Каховская 330-Дудчино»**	км	4	10000	так	II кв 2013 р	IV кв 2013 р		II-III кв 2020 р	IV кв 2020 р	10000					25	Амортизація	1, 2, 3, 5	Технічний стан, рік введення 1963	Реконструкція, повна заміна всіх елементів ПЛ, в т.ч. Проводу з 185 до 300 мм2		

2.3.3.	**ПЛ-150 кВ «ХТЭЦ-Коммунальная»**	км	14,97	100000	ні	II кв 2020 р	IV кв 2020 р	1400	II-III кв 2023 р	IV кв 2025 р	1400			13660	10000	25	Амортизація	1, 2, 3, 5	Технічний стан, рік введення 1954	Реконструкція, повна заміна всіх елементів ПЛ, в т.ч. Проводу з 185 до 240 мм2		
2.3.4.	**ПЛ-150 кВ «Н.Троицк-Н.Тимофеевка 1, 2»**	км	37,78	1000	ні	II кв 2020 р	IV кв 2020 р	1000	II-III кв 2025 р	IV кв 2025 р	1000					0	Амортизація	1, 2, 3, 5	Невідповідність існуючим кліматичним вимогам ПУЕ	Реконструкція, повна заміна всіх елементів ПЛ, в т.ч. Проводу з 240 до 240 мм2		
2.3.5.	**ПЛ-150 кВ "Н.Троїцьк-Партизани"**	км	47	141000	ні	II кв 2023 р	IV кв 2023 р	1600	II-III кв 2024 р	IV кв 2028 р				1600	10000	25	Амортизація	1, 2, 3, 5	Технічний стан, рік введення 1970	Реконструкція, повна заміна всіх елементів ПЛ, в т.ч. Проводу з 150 до 240 мм2		
2.3.6.	**ПЛ-150 кВ «ХНПЗ-П.Покровка»**	шт.	25	107500	ні	II кв 2023 р	IV кв 2023 р	1600	II-III кв 2024 р	IV кв 2028 р				1600	10000	25	Амортизація	1, 2, 3, 5	Технічний стан, рік введення 1954	Реконструкція, повна заміна всіх елементів ПЛ, в т.ч. Проводу з 185 до 240 мм2		
2.4.	**Лінії електропередачі рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього**																					
	Усього (сума по п. 2.1-2.4)										**129898,51**	**231652,3**	**428615**	**175383**	**200380**							
	Усього (сума по п. 1 та 2)										**129898,51**	**231652,3**	**428615**	**175383**	**200380**							
3.	**Нове будівництво об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ**																					
3.1.	**Будівництво нових ТП**		**135**	**65610**		1,2020	4,2024		1,2020	4,2024	**8780**	**10880**	**17450**	**13800**	**14700**							
3.1.1	Високопільські РЕМ	шт	8	3 960,0		1,2020	4,2024		1,2020	4,2024	780,0	420,0	1 320,0	460,0	980,0	0,0	Амортизація	1,2,3	Невідповідність нормованих рівнів напруги у споживачів	Встановлення розвантажувальних ТП	1032;1033;1034	
3.1.2	Великолепетиські РЕМ	шт	7	3 140,0		1,2020	4,2024		1,2020	4,2024		1 260,0	440,0	460,0	980,0	0,0	Амортизація	1,2,3	Невідповідність нормованих рівнів напруги у споживачів	Встановлення розвантажувальних ТП	1032;1033;1034	
3.1.3	Генічеські РЕМ	шт	17	7 760,0		1,2020	4,2024		1,2020	4,2024	380,0	3 190,0	880,0	1 840,0	1 470,0	0,0	Амортизація	1,2,3	Невідповідність нормованих рівнів напруги у споживачів	Встановлення розвантажувальних ТП	1032;1033;1034	
3.1.4	Голопристанські РЕМ	шт	13	5 910,0		1,2020	4,2024		1,2020	4,2024	1 900,0	420,0	1 230,0	1 380,0	980,0	0,0	Амортизація	1,2,3	Невідповідність нормованих рівнів напруги у споживачів	Встановлення розвантажувальних ТП	1032;1033;1034	
3.1.5	Іванівські РЕМ	шт	3	1 390,0		1,2020	4,2024		1,2020	4,2024			440,0	460,0	490,0	0,0	Амортизація	1,2,3	Невідповідність нормованих рівнів напруги у споживачів	Встановлення розвантажувальних ТП	1032;1033;1034	
3.1.6	Каховські РЕМ	шт	8	4 020,0		1,2020	4,2024		1,2020	4,2024	380,0		1 280,0	1 380,0	980,0	0,0	Амортизація	1,2,3	Невідповідність нормованих рівнів напруги у споживачів	Встановлення розвантажувальних ТП	1032;1033;1034	
3.1.7	Новокаховські РЕМ	шт	12	5 720,0		1,2020	4,2024		1,2020	4,2024		420,0	2 940,0	1 380,0	980,0	0,0	Амортизація	1,2,3	Невідповідність нормованих рівнів напруги у споживачів	Встановлення розвантажувальних ТП	1032;1033;1034	
3.1.8	Скадовські РЕМ	шт	12	6 280,0		1,2020	4,2024		1,2020	4,2024		1 560,0	1 380,0	1 380,0	1 960,0	0,0	Амортизація	1,2,3	Невідповідність нормованих рівнів напруги у споживачів	Встановлення розвантажувальних ТП	1032;1033;1034	
3.1.9	Олешківські РЕМ	шт	15	8 240,0		1,2020	4,2024		1,2020	4,2024	760,0		4 140,0	1 380,0	1 960,0	0,0	Амортизація	1,2,3	Невідповідність нормованих рівнів напруги у споживачів	Встановлення розвантажувальних ТП	1032;1033;1034	
3.1.10	Херсонські РЕМ	шт	34	16 430,0		1,2020	4,2024		1,2020	4,2024	4 580,0	3 190,0	2 960,0	2 760,0	2 940,0	0,0	Амортизація	1,2,3	Невідповідність нормованих рівнів напруги у споживачів	Встановлення розвантажувальних ТП	1032;1033;1034	
3.1.11	Чаплинські РЕМ	шт	6	2 760,0		1,2020	4,2024		1,2020	4,2024		420,0	440,0	920,0	980,0	0,0	Амортизація	1,2,3	Невідповідність нормованих рівнів напруги у споживачів	Встановлення розвантажувальних ТП	1032;1033;1034	
3.2	**Будівництво нових КЛ 6-10 кВ**		**10**	**18 786,7**							**1 080,3**	**1 259,4**	**12 117,0**	**4 330,0**	**0,0**							
3.2.1	Олешківські РЕМ	км	0,5	980,0		1,2020	4,2024		1,2020	4,2024	980,0					0,03	ТВЕ-2019	2	Забезпечення надійності електропостачання	будівництво КЛ 6-10 кВ	1053	
3.2.2	Херсонські РЕМ	км	2,9	5 761,1		1,2020	4,2024		1,2020	4,2024	100,2	1 259,4	4 401,4			0,21	Амортизація	2	Забезпечення надійності електропостачання	будівництво КЛ 6-10 кВ	1053	
3.2.3	Каховські РЕМ	км	2,6	4 330,0		1,2020	4,2024		1,2020	4,2024				4 330,0		0,35	Амортизація	2	Забезпечення надійності електропостачання	будівництво КЛ 6-10 кВ	1053	
3.2.4	Новокаховські РЕМ	км	4	7 715,6		1,2020	4,2024		1,2020	4,2024			7 715,6			0,36	Амортизація	2	Забезпечення надійності електропостачання	будівництво КЛ 6-10 кВ	1053	
3.3	**Будівництво нових КЛ 0,4 кВ**		**4,2**	**8 266,4**							**0,0**	**0,0**	**3 265,8**	**0,0**	**5 000,6**	0,0						
3.3.1	Каховські РЕМ	км	4,2	8 266,4		1,2020	4,2024		1,2020	4,2024			3 265,8		5 000,6	0,0	Амортизація		Забезпечення надійності електропостачання	будівництво КЛ 0,4 кВ	1053	
4.	**Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ**																					
4.1.	**Реконструкція ПЛ-10(6)кВ**		**158,53**	**143664,8**							**8360**	**17698,8**	**33748**	**39238**	**44620**							
4.1.1	Високопільські РЕМ	км	13,2	11 556,0					1,2020	4,2024		1 260,0	10 296,0			0,59	Амортизація	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з заміною проводів та опор	1019;1020	
4.1.2	Генічеські РЕМ	км	29,5	26 140,0					1,2020	4,2024		9 240,0	9 240,0	1 840,0	5 820,0	1,58	Амортизація	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з заміною проводів та опор	1019;1020	
4.1.3	Голопристанські РЕМ	км	10	9 450,0					1,2020	4,2024				4 600,0	4 850,0	0,8	Амортизація	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з заміною проводів та опор	1019;1020	
4.1.4	Іванівські РЕМ	км	6	5 770,0					1,2020	4,2024				920,0	4 850,0	1,97	Амортизація	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з заміною проводів та опор	1019;1020	
4.1.5	Каховські РЕМ	км	15,11	13 509,2					1,2020	4,2024	1 080,0	4 368,0	1 408,0	1 803,2	4 850,0	0,99	Амортизація: 7850,2 Реактив: 5564 ТВЕ 2019: 95	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з заміною проводів та опор	1019;1020	
4.1.6	Новокаховські РЕМ	км	9	8 430,0					1,2020	4,2024				5 520,0	2 910,0	0,4	Реактив	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з заміною проводів та опор	1019;1020	
4.1.7	Новотроїцькі РЕМ	км	10,55	9 794,0					1,2020	4,2024			1 364,0	5 520,0	2 910,0	0,6	Реактив	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з заміною проводів та опор	1019;1020	
4.1.8	Скадовські РЕМ	км	16,11	14 154,4					1,2020	4,2024	3 920,0	2 830,8		3 523,6	3 880,0	0,98	Реактив	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з заміною проводів та опор	1019;1020	
4.1.9	Олешківські РЕМ	км	9	8 430,0					1,2020	4,2024				5 520,0	2 910,0	1,97	Реактив	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з заміною проводів та опор	1019;1020	
4.1.10	Херсонські РЕМ	км	40,06	36 431,2					1,2020	4,2024	3 360,0		11 440,0	9 991,2	11 640,0	1,19	Реактив	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з заміною проводів та опор	1019;1020	
4.2.	**ЛЕП(КЛ 6-10)**	**км**	**93,06**	**174430,25**	**так**	**1,2020**	**4,2020**		**1,2020**	**4,2024**	**29026,465**	**30026,73**	**30693,56**	**38440,47**	**50404,07**			2,0	технічний стан	реконструкція КЛ 6-10 кВ		
4.2.1	Генічеські РЕМ	км	2,6	5099,25	так	1,2020	4,2020		1,2020	4,2024		313,8			4 314,8	0,21	Реактив	2,0	технічний стан	реконструкція КЛ 6-10 кВ	1053	
4.2.2	Каховські РЕМ	км	18,54	28278,76	так	1,2020	4,2020		1,2020	4,2024	5 988,8			16 082,3	9 579,1	0,34	Реактив	2,0	технічний стан	реконструкція КЛ 6-10 кВ	1053	
4.2.3	Новокаховські РЕМ	км	26,25	51482,25	так	1,2020	4,2020		1,2020	4,2024	686,3		23 142,8	11 963,6	11 167,5	0,35	Реактив	2,0	технічний стан	реконструкція КЛ 6-10 кВ	1053	
4.2.4	Скадовські РЕМ	км	0,54	1059,075	так	1,2020	4,2020		1,2020	4,2024		1059,1				0,03	Реактив	2,0	технічний стан	реконструкція КЛ 6-10 кВ	1053	
4.2.5	Олешківські РЕМ	км	0,5	980,025	так	1,2020	4,2020		1,2020	4,2024	980,6					1,20	ТВЕ-2019	2,0	технічний стан	реконструкція КЛ 6-10 кВ	1053	
4.2.6	Херсонські РЕМ	км	44,63	87530,89	так	1,2020	4,2020		1,2020	4,2024	21 370,7	28653,83	7 550,8	10 394,6	25 342,8	0,00	Реактив	2,0	технічний стан	реконструкція КЛ 6-10 кВ		
4.3.	**Реконструкція ПЛ-0,4кВ**		**225,574**	**159069,44**							**11382**	**34013,7**	**35723,82**	**38486**	**47379,92**							
4.3.1	Генічеські РЕМ	км	11	7 904,0					1,2020	4,2024				2 940,0	4 964,0	0,28	Реактив	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-0,4кВ з заміною проводів та опор	1021;1022;1023;1024	
4.3.2	Голопристанські РЕМ	км	9,03	6 510,0					1,2020	4,2024				1 911,0	4 599,0	0,57	Реактив	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-0,4кВ з заміною проводів та опор	1021;1022;1023;1024	
4.3.3	Каховські РЕМ	км	15,4	17 538,9					1,2020	4,2024		3 420,9	1 122,0	7 959,0	5 037,0	0,54	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-0,4кВ з заміною проводів та опор	1021;1022;1023;1024	
4.3.4	Новокаховські РЕМ	км	12,3	8 778,0					1,2020	4,2024				4 690,0	4 088,0	1,98	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-0,4кВ з заміною проводів та опор	1021;1022;1023;1024	
4.3.5	Новотроїцькі РЕМ	км	6,6	4 758,0					1,2020	4,2024				1 400,0	3 358,0	0,42	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-0,4кВ з заміною проводів та опор	1021;1022;1023;1024	
4.3.6	Скадовські РЕМ	км	22,59	15 513,6					1,2020	4,2024		4 447,8	1 735,8	2 030,0	7 300,0	0,70	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-0,4кВ з заміною проводів та опор	1021;1022;1023;1024	
4.3.7	Олешківські РЕМ	км	18,24	12 514,4					1,2020	4,2024			7 550,4		4 964,0	1,87	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-0,4кВ з заміною проводів та опор	1021;1022;1023;1024	
4.3.8	Херсонські РЕМ	км	130,414	85 552,5					1,2020	4,2024	11 382,0	26 145,0	21 487,6	17 556,0	8 981,9	0,83	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-0,4кВ з заміною проводів та опор	1021;1022;1023;1024	
4.3.9	Чаплинські РЕМ	км	11,4	7 916,0					1,2020	4,2024			3 828,0		4 088,0	7,70	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-0,4кВ з заміною проводів та опор	1021;1022;1023;1024	
4.4.	**ЛЕП(КЛ 0,4)**	**км**	**40,99**	**55907,77**	**так**	**1,2020**	**4,2020**		**1,2020**	**4,2024**	**1 567,9**	**7 809,2**	**14 945,5**	**19 858,5**	**17 387,6**			2,0	технічний стан	реконструкція КЛ 0,4 кВ	1021;1022;1023;1024	
4.4.1	Каховські РЕМ	км	10,01	16351,75	так	1,2020	4,2020		1,2020	4,2024			5 597,6	6 490,0	5 483,6	0,41	Інше	2,0	технічний стан	реконструкція КЛ 0,4 кВ	1053	
4.4.2	Новокаховські РЕМ	км	9,81	7404,17	так	1,2020	4,2020		1,2020	4,2024		3340,25	3 094,5	3 481,9	3 355,5	0,62	Інше	2,0	технічний стан	реконструкція КЛ 0,4 кВ	1053	
4.4.3	Херсонські РЕМ	км	21,08	32151,84	так	1,2020	4,2020		1,2020	4,2024	1 567,9	4468,9	6 253,4	9 886,6	8 548,5	0,91	Інше	2,0	технічний стан	реконструкція КЛ 0,4 кВ	1053	
4.5.	**Реконструкція КТП із заміною шафи**		**75**	**8250**							**1500**	**1575**	**1650**	**1725**	**1800**							
4.5.1	Високопільські РЕМ	шт	7	765,0					1,2020	4,2024	100,0	210,0	220,0	115,0	120,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція КТП з заміною дефектних шаф КТП на шафи кіоскового типу	1035;1036	
4.5.2	Великолепетиські РЕМ	шт	6	655,0					1,2020	4,2024	100,0	210,0	110,0	115,0	120,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція КТП з заміною дефектних шаф КТП на шафи кіоскового типу	1035;1036	
4.5.3	Генічеські РЕМ	шт	4	440,0					1,2020	4,2024	100,0	105,0		115,0	120,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція КТП з заміною дефектних шаф КТП на шафи кіоскового типу	1035;1036	
4.5.4	Голопристанські РЕМ	шт	3	335,0					1,2020	4,2024		105,0	110,0		120,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція КТП з заміною дефектних шаф КТП на шафи кіоскового типу	1035;1036	

4.5.5	Іванівські РЕМ	шт	10	1 100,0					1,2020	4,2024	200,0	210,0	220,0	230,0	240,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція КТП з заміною дефектних шаф КТП на шафи кіоскового типу	1035;1036	
4.5.6	Каховські РЕМ	шт	6	690,0					1,2020	4,2024			220,0	230,0	240,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція КТП з заміною дефектних шаф КТП на шафи кіоскового типу	1035;1036	
4.5.7	Новокаховські РЕМ	шт	8	890,0					1,2020	4,2024	100,0	210,0	110,0	230,0	240,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція КТП з заміною дефектних шаф КТП на шафи кіоскового типу	1035;1036	
4.5.8	Новотроїцькі РЕМ	шт	3	325,0					1,2020	4,2024	100,0		110,0	115,0		0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція КТП з заміною дефектних шаф КТП на шафи кіоскового типу	1035;1036	
4.5.9	Скадовські РЕМ	шт	6	650,0					1,2020	4,2024	200,0	105,0	110,0	115,0	120,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція КТП з заміною дефектних шаф КТП на шафи кіоскового типу	1035;1036	
4.5.10	Олешківські РЕМ	шт	5	550,0					1,2020	4,2024	100,0	105,0	110,0	115,0	120,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція КТП з заміною дефектних шаф КТП на шафи кіоскового типу	1035;1036	
4.5.11	Херсонські РЕМ	шт	10	1 090,0					1,2020	4,2024	300,0	210,0	110,0	230,0	240,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція КТП з заміною дефектних шаф КТП на шафи кіоскового типу	1035;1036	
4.5.12	Чаплинські РЕМ	шт	7	760,0					1,2020	4,2024	200,0	105,0	220,0	115,0	120,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція КТП з заміною дефектних шаф КТП на шафи кіоскового типу	1035;1036	
4.6.	**Заміна силових трансформаторів**		**95**	**12153**							**1500**	**2488**	**2560**	**2740**	**2865**							
4.6.1	Високопільські РЕМ	шт	8	1 086,0					1,2020	4,2024		126,0	390,0	280,0	290,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ТП з заміною дефектних силових трансформаторів	1036;1037	
4.6.2	Великолепетиські РЕМ	шт	7	886,0					1,2020	4,2024	200,0	126,0	130,0	140,0	290,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ТП з заміною дефектних силових трансформаторів	1036;1037	
4.6.3	Генічеські РЕМ	шт	6	786,0					1,2020	4,2024	100,0	126,0	130,0	140,0	290,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ТП з заміною дефектних силових трансформаторів	1036;1037	
4.6.4	Голопристанські РЕМ	шт	5	686,0					1,2020	4,2024		126,0	130,0	140,0	290,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ТП з заміною дефектних силових трансформаторів	1036;1037	
4.6.5	Іванівські РЕМ	шт	7	926,0					1,2020	4,2024	100,0	126,0	130,0	280,0	290,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ТП з заміною дефектних силових трансформаторів	1036;1037	
4.6.6	Каховські РЕМ	шт	7	770,0					1,2020	4,2024		220,0	220,0	220,0	110,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ТП з заміною дефектних силових трансформаторів	1036;1037	
4.6.7	Новокаховські РЕМ	шт	9	1 182,0					1,2020	4,2024	100,0	252,0	260,0	280,0	290,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ТП з заміною дефектних силових трансформаторів	1036;1037	
4.6.8	Новотроїцькі РЕМ	шт	7	933,0					1,2020	4,2024		378,0	130,0	280,0	145,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ТП з заміною дефектних силових трансформаторів	1036;1037	
4.6.9	Скадовські РЕМ	шт	9	1 097,0					1,2020	4,2024	300,0	252,0	260,0	140,0	145,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ТП з заміною дефектних силових трансформаторів	1036;1037	
4.6.10	Олешківські РЕМ	шт	9	1 137,0					1,2020	4,2024	200,0	252,0	260,0	280,0	145,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ТП з заміною дефектних силових трансформаторів	1036;1037	
4.6.11	Херсонські РЕМ	шт	11	1 382,0					1,2020	4,2024	300,0	252,0	260,0	280,0	290,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ТП з заміною дефектних силових трансформаторів	1036;1037	
4.6.12	Чаплинські РЕМ	шт	10	1 282,0					1,2020	4,2024	200,0	252,0	260,0	280,0	290,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ТП з заміною дефектних силових трансформаторів	1036;1037	
4.7.	**Встановлення Реклоузерів**		**50**	**26450**							**3840**	**4460**	**6270**	**3860**	**8020**							
4.7.1	Високопільські РЕМ	шт	1	555,0					1,2020	4,2024				555,0		0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з встановленням пунктів секціонування ПЛ	1025;1026	
4.7.2	Великолепетиські РЕМ	шт	4	2 020,0					1,2020	4,2024	960,0		1 060,0			0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з встановленням пунктів секціонування ПЛ	1025;1026	
4.7.3	Генічеські РЕМ	шт	3	1 640,0					1,2020	4,2024			1 060,0		580,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з встановленням пунктів секціонування ПЛ	1025;1026	
4.7.4	Голопристанські РЕМ	шт	2	1 160,0					1,2020	4,2024					1 160,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з встановленням пунктів секціонування ПЛ	1025;1026	
4.7.5	Іванівські РЕМ	шт	10	5 210,0					1,2020	4,2024		960,0	1 500,0	530,0	2 220,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з встановленням пунктів секціонування ПЛ	1025;1026	
4.7.6	Каховські РЕМ	шт	6	3 280,0					1,2020	4,2024	480,0			2 220,0	580,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з встановленням пунктів секціонування ПЛ	1025;1026	
4.7.7	Новокаховські РЕМ	шт	7	3 660,0					1,2020	4,2024		2 500,0			1 160,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з встановленням пунктів секціонування ПЛ	1025;1026	
4.7.8	Новотроїцькі РЕМ	шт	4	2 170,0					1,2020	4,2024			1 590,0		580,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з встановленням пунктів секціонування ПЛ	1025;1026	
4.7.9	Олешківські РЕМ	шт	6	3 120,0					1,2020	4,2024	480,0	1 000,0	1 060,0		580,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з встановленням пунктів секціонування ПЛ	1025;1026	
4.7.10	Херсонські РЕМ	шт	6	3 155,0					1,2020	4,2024	1 440,0			555,0	1 160,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з встановленням пунктів секціонування ПЛ	1025;1026	
4.7.11	Чаплинські РЕМ	шт	1	480,0					1,2020	4,2024	480,0					0,0	ТВЕ-2019	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ПЛ-6-10кВ з встановленням пунктів секціонування ПЛ	1025;1026	
4.8.	**Реконструкція ЗТП/РП**		**3**	**11600**							**600**	**0**	**0**	**5500**	**5500**							
4.8.1	Херсонські РЕМ	шт	3	11 600,0					1,2020	4,2024	600,0			5 500,0	5 500,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ЗТП/РП з заміною дефектних будівельних конструкцій та технологічного обладнання	1038;1039	
4.9.	**Реконструкція ТП 6-10/0,4кВ з заміною комірок з вимикачами навантаженнями на комірки з вакуумними вимикачами з функцією телемеханіки**		**32**	**12520**							**2520**	**3400**	**2500**	**2200**	**1900**							
4.9.1	Каховські РЕМ	шт	19	8 600,0					1,2020	4,2024		2 000,0	2 500,0	2 200,0	1 900,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ЗТП з заміною дефектних вимикачів навантаження на вакуумні вимикачі з функцією телемеханіки	1039;1040	
4.9.2	Новокаховські РЕМ	шт	1	280,0					1,2020	4,2024	280,0					0,0	ТВЕ-2019	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ЗТП з заміною дефектних вимикачів навантаження на вакуумні вимикачі з функцією телемеханіки	1039;1040	
4.9.3	Херсонські РЕМ	шт	12	3 640,0					1,2020	4,2024	2 240,0	1 400,0				0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ЗТП з заміною дефектних вимикачів навантаження на вакуумні вимикачі з функцією телемеханіки	1039;1040	
4.10.	**Реконструкція ТП-10/0,4кВ (встановлення вимикачів навантаження)**		**28**	**2800**							**800**	**500**	**500**	**500**	**500**							
4.10.1	Олешківські РЕМ	шт	2	200,0					1,2020	4,2024	200,0					0,0	ТВЕ-2019	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ЗТП з заміною дефектних вимикачів навантаження	1041;1042	
4.10.2	Херсонські РЕМ	шт	26	2 600,0					1,2020	4,2024	600,0	500,0	500,0	500,0	500,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ЗТП з заміною дефектних вимикачів навантаження	1041;1042	
4.11	**Реконструкція мереж 6кВ з переведенням на 10кВ**		**3**	**25500**							**25500**	**0**	**0**	**0**	**0**							
4.11.1	Новокаховські РЕМ	шт	1	5 500,0					1,2020	4,2024	5 500,0					0,0	ТВЕ-2018	1,2,3	технічний стан	Реконструкція мереж 6кВ з переведенням на напругу 10кВ	1026;1027;1028	
4.11.2	Олешківські РЕМ	шт	1	8 000,0					1,2020	4,2024	8 000,0					0,0	ТВЕ-2018: 5023 ТВЕ-2019:2977	1,2,3	технічний стан	Реконструкція мереж 6кВ з переведенням на напругу 10кВ	1028	
4.11.3	Херсонські РЕМ	шт	1	12 000,0					1,2020	4,2024	12 000,0					0,0	ТВЕ-2019	1,2,3	технічний стан	Реконструкція мереж 6кВ з переведенням на напругу 10кВ	1028;1029	

4.12	**Реконструкція ТП із створенням комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні в ТП-10,6/0,4 кВ**		**150**	**18750**							**3750**	**3750**	**3750**	**3750**	**3750**							
4.12.1	Генічеські РЕМ	шт	21	2 625,0					1,2020	4,2024	750,0	500,0	500,0	375,0	500,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ЗТП з встановлення комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні	1034;1035	
4.12.2	Голопристанські РЕМ	шт	21	2 625,0					1,2020	4,2024	125,0	625,0	625,0	625,0	625,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ЗТП з встановлення комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні	1034;1035	
4.12.3	Каховські РЕМ	шт	29	3 625,0					1,2020	4,2024	1 125,0	625,0	625,0	625,0	625,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ЗТП з встановлення комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні	1034;1035	
4.12.4	Новокаховські РЕМ	шт	31	3 875,0					1,2020	4,2024	1 500,0	625,0	625,0	500,0	625,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ЗТП з встановлення комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні	1034;1035	
4.12.5	Скадовські РЕМ	шт	8	1 000,0					1,2020	4,2024	125,0	125,0	375,0	250,0	125,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ЗТП з встановлення комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні	1034;1035	
4.12.6	Олешківські РЕМ	шт	13	1 625,0					1,2020	4,2024	125,0	625,0	250,0	375,0	250,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ЗТП з встановлення комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні	1034;1035	
4.12.7	Херсонські РЕМ	шт	27	3 375,0					1,2020	4,2024		625,0	750,0	1 000,0	1 000,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Реконструкція ЗТП з встановлення комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні	1034;1035	
		шт							1,2020	4,2024						0,0						
4.13	ПКД (СРМ)	комплекс		25 000,0					1,2020	4,2024	3 000,0	4 000,0	5 000,0	6 000,0	7 000,0	0,0	Інше	1,2,3	технічний стан	Проектування реконструкції/будівництва обєктів розподільних мереж	1034;1035	
4.14	ПКД (СКЕМ)	комплекс		4 500,0					1,2020	4,2024	900,0	1 000,0	1 100,0	1 200,0	1 300,0	0,0	Інше	2	технічний стан	Проектування реконструкції/будівництва обєктів кабельних електромереж	1034;1035	
	Усього по п. 3:										**9 860,3**	**12 139,4**	**32 832,8**	**18 130,0**	**19 700,6**							
	ТП (РП)	шт	**135**	**65610**					1 , 2020	4,2024	**8780**	**10880**	**17450**	**13800**	**14700**							
	ЛЕП	км	**14,2**	**27 053,1**							**1 080,3**	**1 259,4**	**15 382,8**	**4 330,0**	**5 000,6**							
	Усього по п. 4:										**94 846,4**	**110 721,4**	**138 440,9**	**168 997,9**	**197 926,6**							
	ТП (РП)	шт	**383**	**66073**							**10670**	**11713**	**10960**	**16415**	**16315**							
	ЛЕП,км	км	**518,154**	**533072,26**							**50336,365**	**89548,38**	**115110,91**	**136022,92**	**159791,59**							
	ЛЕП переведення на 10кВ,шт	км	**3**	**25500**							**25500**	**0**	**0**	**0**	**0**							
	ЛЕП(реклоузери),шт	шт	**50**	**26450**							**3840**	**4460**	**6270**	**3860**	**8020**							
	Інше (пкд майбут років)	комплекс		**41100**							**4500**	**5000**	**6100**	**12700**	**13800**							
5	**Інші заходи, усього**										**2800**	**1800**	**2500**	**1800**	**2950**							
5.1	Пересувна ЕТЛ комплексна	шт.	3	7500					1 , 2020	4,2024	2500		2500		2500	-	Інше	1, 2, 6	технічний стан	Заміна пересувних електротехнічних лабораторій для діагностування стану електрообладнання, пошуку місць пошкоджень кабельних ліній		
5.2	Пересувна ЕТЛ кабельна	шт	2	3600					1 , 2021	4,2023		1800		1800			Інше	1, 2, 6	технічний стан	Заміна пересувних електротехнічних лабораторій для діагностування стану та пошуку місць пошкоджень кабельних ліній		
5.3	Газовий аналітичний стаціонарний лабораторний хроматограф	шт	1	450					1 , 2024	4,2024					450		Інше	1,2	технічний стан	Заміна хроматографічного комплексу призначеного для проведення хроматографічних аналізів газів розчинених в трансформаторному маслі		
5.4	Коригування Схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-150 кВ ПАТ "ЕК "Херсонобленерго" на 2017-2021 р.р.								1 , 2020	4,202	300						ТВЕ-2019:300					
6.	**Заходи із зниження технічних втрат електроенергії**								1 , 2020	4,2024	**46028**	**93235**	**114500**	**135635**	**157035**		Інше: 537341 Кошти по перевірці 2018 року: 9092*				1054	
7.	**Впровадження та розвиток АСДТК**								1 , 2020	4,2024	**8707**	**11655**	**14305**	**16955**	**19630**		Інше				915	
8.	**Впровадження та розвиток інформаційних технологій.**								1 , 2020	4,2024	**10500**	**14005**	**17165**	**20235**	**23560**		Інше					
9.	**Впровадження та розвиток систем зв'язку**								1 , 2020	4,2024	**6965**	**9323**	**11450**	**13560**	**15705**		Інше				915	
10.	**Модернізація та закупівля колісної техніки**								1 , 2020	4,2024	**13935**	**18650**	**22890**	**27130**	**31408**		Інше				1081	
11.	**Інше**								1 , 2020	4,2024	**3485**	**4665**	**5725**	**6880**	**7852**		Інше					
	ВСЬОГО:										**327025**	**507846**	**788424**	**584706**	**676147**							

* Остаточне рішення буде враховано при розгляді Інвестиційної програми 2020 року після набрання законної сили рішення суду щодо постанови НКРЕКП від 03.10.2019 року № 2069

Керівник ліцензіата
(або особа, яка виконує його обов'язки)

_____
(підпис)
М. П. (за наявності)

_____Сафронов І.М._____
(прізвище, ім'я, по батькові)

"___" _____ 20___ року

22. Пояснювальна записка заходів з реконструкції та технічного переоснащення елементів системи розподілу з обгрунтуванням 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	2020		2021		2022		2023		2024	
					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 "Каховская 330-Дудчино"	Реконструкція	км	4	10000								
2	СВЕМ	ПЛ-150 кВ "ХТЭЦ-Никольская"	Реконструкція	км	3,5	10000								
3	СВЕМ	ПЛ-150 кВ "ХТЭЦ-Коммунальная"	Розробка проектної документації	шт	1	1400								
4	СВЕМ	ПЛ-150 кВ "Н.Троицк-Н.Тимофеевка"	Розробка проектної документації	шт	1	1000								
ВСЬОГО				**тис. грн без ПДВ**		**22400**								
5	СВЕМ	ПЛ-150 кВ "ХТЭЦ-Никольская"	Реконструкція	км			7	37500						
ВСЬОГО				**тис. грн без ПДВ**				**37500**						

6	СВЕМ	ПЛ-150 кВ “ХТЭЦ-Никольская”	Реконструкція	км					6,4	36000				
ВСЬОГО		**тис. грн без ПДВ**		**тис. грн без ПДВ**						**36000**				
7	СВЕМ	ПЛ-150 кВ “ХТЭЦ-Коммунальная”	Реконструкція	км							4	15267		
8	СВЕМ	ПЛ-150 кВ “ХТЭЦ-Никольская”	Реконструкція	км							2,6	20733		
ВСЬОГО				**тис. грн без ПДВ**								**36000**		
9	СВЕМ	ПЛ-150 кВ “ХНПЗ-П.Покровка”	Розробка проектної документації	шт									1	1600
10	СВЕМ	ПЛ-150 кВ “ХТЭЦ-Коммунальная”	Реконструкція	км									5,4	30000
ВСЬОГО				**тис. грн без ПДВ**										**36000**

22.1.1. ПЛ-150 кВ «Каховська 330-Дудчино»

ПЛ-150 кВ «Каховська 330-Дудчино», що знаходиться на ремонтно-експлуатаційному обслуговуванні АТ «Херсонобленерго», була збудована та введена в експлуатацію у 1963 році. Термін експлуатації ПЛ складає 56 років. Від даної ПЛ здійснюється електропостачання ПС-150/35 кВ “Дудчино”, “Н.Троицкая”, “Н.Алексеевка”, “Н.Тимофеевка”, та зрошення земель Каховського району, Н.Троїцького району, частково Чаплинського району. Іншим джерелом живлення цього енерговузла є ПЛ-150 кВ “Мелитопольская-Сокологорное-Партизаны тяговая”.

Для збільшення пропускної здібності ПЛ, надійності, експлуатаційної і ремонтної безпеки проектом передбачено збільшення перетину проводу з АС-185 на АС-300, повна заміна опор, блискавкозахисного троса і зціпної 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 це свідчить про недостатній захисний шар бетону. Про це свідчить експертний звіт проміжних залізобетонних

опор типу ПБ-150 в кількості 79 шт., проміжних металевих опор типу П6М в кількості 88 шт., а також анкерно-кутових опор різних типів У2М, У4М, У-110-1, У-110-2 в кількості 42 шт. знаходяться в незадовільному стані.

Враховуючи вищевикладене, у 2019 р. планується реконструкція 7,398 км ПЛ-150 кВ «Каховська 330-Дудчино» в Херсонській області.

Реконструкцією передбачається заміна металевих опор, проводу перетином АС-185 мм на провод перетином АС-300 мм., заміна ізоляції та сціпної арматури

Під час виводу в ремонт ПЛ-150 кВ «Каховская 330 -Дудчино» інв.№ 000662, що знаходиться на ремонтно-експлуатаційному обслуговуванні АТ «Херсонобленерго» знеструмлюються ПС-150/35 кВ “Дудчино”, “Н.Троицкая”, “Н.Алексеевка”, “Н.Тимофеевка”. Іншим джерелом живлення цього енерговузла є ПЛ-150 кВ “Мелитопольская-Сокологорное-Партизаны тяговая”.

В нормальному режимі навантаження не перевищує 400 А, а при аварійному відключенні однієї із ПЛ між Мелітополем та Н.Троїцьким навантаження по ПЛ-150 кВ “Каховська 330-Дудчино” перевищує нормативне і збільшується до 650 А.

Повністю завершення реконструкції планується виконати в 2020 році

Економічний ефект для об’єктів електричних мереж, як показник доцільності впровадження заходів інвестиційної програми, термін окупності може бути визначено як

$$Т ок.=Кзаг/Е заг, де$$

К заг.- загальний обсяг капіталовкладень, передбачений програмою розвитку;

Е заг. – сукупний економічний ефект від впровадження заходу;

$$Е заг. = Д$$

Д- дохід, отриманий від збільшення корисного відпуску електроенергії,

Обсяги доходу визначаються із урахуванням річних обсягів передачі електроенергії. Згідно ГКД 340.000.002-97 обсяг передаваємої електроенергії за рік рекомендується визначати множенням максимального навантаження на тривалість використання максимума.

$$Д=Рмах * Т мах*(Цвих-Цвх),$$

де:

Р мах.- максимальне навантаження;

Т мах. – тривалість максимального навантаження;

Ц вих. – тариф при продажі (товарний);

Ц вх.- покупний тариф.

Для АТ “Херсонобленерго” середньорічні показники за 2018 р. дорівнювали:
Ц вих.= 1,72 грн/кВт г. (з ПДВ)
Ц вх.= 1,17 грн/кВт г. (з ПДВ)

Очикуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї ліній дорівнює

Д = Д 300 - Д 185

Д 300 = Рмах * Т мах*(Цвих-Цвх) =710*150*2190*(1,72-1,17)=128 279 250 грн
Д 185= Рмах * Т мах*(Цвих-Цвх) =510*150*2190*(1,72-1,17)= 92 144 250 грн,
де :
Р мах.=І мах.* U, де:
І мах.- допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);
Т мах. = 6 год. *365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

Очікуваний загальний доход від збільшення пропускної здатності становить:

Д = 128 279 250 — 92 144 250 = 36 135 000 грн (з ПДВ)

Загальний обсяг капіталовкладень (Кзаг.) згідно затвердженою програмою розвитку на 2020-2024 роки становить 10 000 тис. грн (без ПДВ) або 12 000 тис. грн.
(з ПДВ).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:
Т ок.=Кзаг/Д= 12,000/36,135=0,33 роки.
Термін окупності становить пів року.

22.1.2. 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 зціпної 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 2024 р. планується розробка проектної документації, а в 2025-2029 роки реконструкція ПЛ-150 кВ «ХНПЗ-П.Покровка» в Херсонській області.

Реконструкцією передбачається заміна металевих опор, проводу перетином АС-185 мм на провод перетином АС-240 мм., заміна ізоляції та сціпної 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

$$Т\ ок.=Кзаг/Е\ заг,\ де$$

К заг.- загальний обсяг капіталовкладень, передбачений програмою розвитку;

Е заг. – сукупний економічний ефект від впровадження заходу

$$Е\ заг. = Д$$

Д-доход, отриманий від збільшення корисного відпуску електроенергії,

Обсяги доходу визначаються із урахуванням річних обсягів передачі електроенергії. Згідно ГКД 340.000.002-97 обсяг передаваємої електроенергії за рік рекомендується визначати множенням максимального навантаження на тривалість використання максимума.

$$Д=Рмах * Т\ мах*(Цвих-Цвх),$$

де:

Р мах.- максимальне навантаження;

Т мах. – тривалість максимального навантаження;

Ц вих. – тариф при продажі (товарний);

Ц вх.- покупний тариф.

Для АТ "Херсонобленерго" середньорічні показники за 2018 р. дорівнювали:
Ц вих.= 1,72 грн/кВт г. (з ПДВ)
Ц вх.= 1,17 грн/кВт г. (з ПДВ)

Очикуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї ліній дорівнює

$$Д = Д\ 240 - Д\ 185$$

Д 240 = Рмах * Т мах*(Цвих-Цвх) =640*150*2190*(1,72-1,17)=115 632 000 грн
Д 185= Рмах * Т мах*(Цвих-Цвх) =510*150*2190*(1,72-1,17)= 92 144 250 грн,
де :
Р мах.=І мах.* U, де
І мах.- допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);
Т мах. = 6 год. *365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

Очікуваний загальний доход від збільшення пропускної здатності становить:

Д = 115 632 000 — 92 144 250 = 23 487 750 грн (з ПДВ)

Очікуваний обсяг капіталовкладень (Кзаг.) згідно затвердженого плану розвитку на 2020-2024 роки становить 64 000 тис. грн (без ПДВ) або 76 800 тис.грн. (з ПДВ)

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює
Т ок.=Кзаг/Д= 76,800/23,488=2,24 р.

Термін окупності становить 3,2 роки.

22.1.3. 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 ГЄС. 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 планується в 2020 році виконати розробку проектно-кошторисної документації реконструкції 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.

Реконструкцію планується почати 2023-2024 роки.

Економічний ефект для об'єктів електричних мереж, як показник доцільності впровадження заходів інвестиційної програми, термін окупності може бути визначено як

$$Т\ ок.=Кзаг/Е\ заг,$$

де:

К заг.- загальний обсяг капіталовкладень, передбачений програмою розвитку;

Е заг. – сукупний економічний ефект від впровадження заходу.

$$Е\ заг. = Д$$

Д- дохід, отриманий від збільшення корисного відпуску електроенергії.

Обсяги доходу визначаються із урахуванням річних обсягів передачі електроенергії. Згідно ГКД 340.000.002-97 обсяг передаваємої електроенергії за рік рекомендується визначати множенням максимального навантаження на тривалість використання максимума.

$$Д=Рмах * Т\ мах*(Цвих-Цвх),\ де$$

Р мах.- максимальне навантаження;

Т мах. – тривалість максимального навантаження;

Ц вих. – тариф при продажі (товарний);

Ц вх.- покупний тариф.

Для АТ "Херсонобленерго" середньорічні показники за 2018 р. дорівнювали:
Ц вих.= 1,72 грн/кВт г. (з ПДВ)
Ц вх.= 1,17 грн/кВт г. (з ПДВ)

Очикуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї ліній дорівнює

$$Д = Д\ 300 - Д\ 185$$

Д 300 = Рмах * Т мах*(Цвих-Цвх) =710*150*2190*(1,72-1,17)=128 279 250 грн
Д 185= Рмах * Т мах*(Цвих-Цвх) =510*150*2190*(1,72-1,17)= 92 144 250 грн,
де :
Р мах.=І мах.* U,

де:
І мах.- допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);
Т мах. = 6 год. *365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).
Очікуваний загальний доход від збільшення пропускної здатності становить:

Д = 128 279 250 — 92 144 250 = 36 135 000 грн (з ПДВ)

Загальний обсяг капіталовкладень (Кзаг) згідно затвердженого плану розвитку на 2020-2024 роки становить 45 100 тис.грн (без ПДВ) або 54,12 тис.грн (з ПДВ).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Д= 45,100/36,135=1,24 р.

Термін окупності становить 1,5 роки

22.1.4. ПЛ-150 кВ «ХТЭЦ-Никольская»

ПЛ-150 кВ «ХТЭЦ-Никольская», що знаходиться на ремонтно-експлуатаційному обслуговуванні АТ «Херсонобленерго», була збудована та введена в експлуатацію у 1954 році.

По лінії здійснюється видача потужності з Каховської ГЕС. ПЛ має важливе значення в енергопостачанні всього Південного регіону України. При виводі ПЛ в ремонт знижується надійність електропостачання м.Херсон.

В процесі довготривалої експлуатації понад 65 років, 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.

ПЛ-150 кВ «ХТЭЦ-Никольская» – 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.

Для збільшення надійності, експлуатаційної і ремонтної безпеки проектом передбачено повну заміна опор, проводу, блискавкозахисного троса і зціпної 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 вищевикладене, у 2020-2023 рр. планується реконструкція ПЛ-150 кВ «ХТЭЦ-Никольская» в Херсонській області протяжністю 17,985 кілометрів.

Економічний ефект для об'єктів електричних мереж, як показник доцільності впровадження заходів інвестиційної програми, термін окупності може бути визначено як

$$Т\ ок.=К заг/Е\ заг,\ де$$

К заг.- загальний обсяг капіталовкладень, передбачений програмою розвитку;

Е заг. – сукупний економічний ефект від впровадження заходу

$$Е\ заг. = Д$$

Д- дохід, отриманий від збільшення корисного відпуску електроенергії,

Обсяги доходу визначаються із урахуванням річних обсягів передачі електроенергії. Згідно ГКД 340.000.002-97 обсяг передаваємої електроенергії за рік рекомендується визначати множенням максимального навантаження на тривалість використання максимума.

$$Д=Рмах * Т\ мах*(Цвих-Цвх),$$

де:

Р мах.- максимальне навантаження;

Т мах. – тривалість максимального навантаження;

Ц вих. – тариф при продажі (товарний);

Ц вх.- покупний тариф

Для АТ "Херсонобленерго" середньорічні показники за 2018 р. дорівнювали:
Ц вих.= 1,72 грн/кВт г. (з ПДВ)
Ц вх.= 1,17 грн/кВт г. (з ПДВ)

Очикуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї ліній дорівнює

$$Д = Д\ 240 - Д\ 185$$

Д 240 = Рмах * Т мах*(Цвих-Цвх) =640*150*2190*(1,72-1,17)=115 632 000 грн
Д 185= Рмах * Т мах*(Цвих-Цвх) =510*150*2190*(1,72-1,17)= 92 144 250 грн,
де :
Р мах.=І мах.* U, де:
І мах.- допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

Т мах. = 6 год. *365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

Очікуваний загальний доход від збільшення пропускної здатності становить:

Д = 115 632 000 — 92 144 250 = 23 487 750 грн (з ПДВ)

Очікуваний обсяг капіталовкладень згідно затвердженого плану розвитку 2020-2024 роки становить 62 000 тис.грн (без ПДВ) або 74,400 тис.грн (з ПДВ).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Д= 74,400/23,488=3,17 р.

Термін окупності становить 3,2 роки.

22.1.5. 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 подальшіому аварійних ситуацій з приводу руйнування опор, згідно з планом розвитку планується в 2020 році виконати розробку проектно-кошторисної документації реконструкції ПЛ із встановленням додатково в анкерних прогонах розвантажувальні анкерні опори.

Реконструкцію планується почати 2025-2029 роки.

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 щляхом будівництва, реконструкції та технічного переоснащення елементів системи розподілу.
Перелік заходів будівництва, реконструкції та технічного переоснащення ПС 150-35 кВ наведено нижче.

Підстанції напругою 35-150 кВ, які плануються до введення у 2020-2024 роках

№ п/п	Перелік обладнання, види робіт, що підлягають до виконання	Од. Вимір. (шт, км)	Вартість один. тис.грн. без ПДВ	2020		2021		2022		2023		2024	
				К-сть	Вартість	К-сть	Вартість	К-сть	Вартість	К-сть	Вартість	К-сть	Вартість
Модернізація обладнання ПС-150-35кВ													
1	Реконструкція ПС 150/35/10кВ «Н.Алексеевка» з заміною ОД/КЗ-150кВ з встановленням елегазових вимикачів та трансформаторів струму.	компл	28800	1	24000								
2	Реконструкція ПС 150 кВ "ХНПЗ" із заміною порталів ВРУ-35, 150 кВ та реконструкцією системи блискавкозахисту підстанції.	компл	14500	1	14500								
3	Реконструкція ПС-35/10кВ „Сухарная” з заміною силового тр-ра 1Т 10 МВ*А.	шт	8500	1	8500								
4	Реконструкція ПС 35/10кВ ”Скадовская” з встановленням УКРП-10.	компл	2031	1	2031								
5	Реконструкція ПС 35/6 “Каховская” з встановленням УКРП-6.	компл	1514	1	1514								
6	Розробка ПКД. Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Рубановка" з заміною ОД/КЗ 150кВ на елегазові вимикачі 150кВ в комплекті з тр-рами струму 150кВ.	шт	450	1	450								
7	Розробка ПКД. Реконструкція ПС-150/35/10кВ „ГНС КОС” з заміною ОД/КЗ 150кВ на елегазові вимикачі 150кВ в комплекті з тр-рами струму 150кВ.	шт	550	1	550								
8	Розробка ПКД. Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Н.Алексеевка” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.	шт	315,5	1	315,5								
9	Розробка ПКД. Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Виноградово” з заміною комірок КРУН-10кВ на КРПЗ-10кВ.	шт	200	1	200								
10	Розробка ПКД. Реконструкція ЗРП-35кВ на ПС-35/10кВ „Сухарная” з заміною ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ.	шт	253,01	1	253,01								
11	Розробка ПКД. Реконструкція ПС 35/10кВ “Белозерская” з встановленням УКРП-10.	шт	60	1	60								
12	Розробка ПКД. Реконструкція ПС 35/10 “Молодежная” з встановлення УКРП-10.	шт	60	1	60								
13	Реконструкція ПС 150 кВ "ХНПЗ" із заміною порталів ВРУ-35, 150 кВ та реконструкцією системи блискавкозахисту підстанції.	компл	20000			1	20000						

14	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Виноградово” з заміною комірок КРУН-10кВ на КРПЗ-10кВ.	компл	16000			1	16000							
15	Реконструкція ПС-35/6кВ „Островная” з заміною силового тр-ра 1Т 10 МВ*А.	шт	10000			1	10000							
16	Реконструкція ПС-35/6кВ „Островная” ВРП-35 з заміною ОД-35 КЗ-35 на вакуумні вимикачі 35 кВ.	Компл	9000			1	9000							
17	Реконструкція ПС-35/6кВ „Консервная” з заміною силового тр-ра 1Т 10 МВ*А.	шт	10000			1	10000							
18	Реконструкція ПС-35/6кВ „Консервная” з заміною МВ-35 на вакуумні вимикачі 35 кВ	шт	8500			1	8500							
19	ПС 150/35/10 кВ "Дудчино". Реконструкція ВРУ-35 кВ із встановленням БСК-35 кВ.	компл	12000			1	12000							
20	ПС-150/35/10кВ "Никольская". Заміна аккум. Батареї 84 А/Ч.	шт	300			1	300							
21	Розробка ПКД. Реконструкція ПС-150/35/6кВ „ХНПЗ” з заміною силових тр-рів 1Т та 2Т 60МВ*А на тр-ри 63 МВ*А.	шт	280			1	280							
22	Розробка ПКД. Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Н.Тимофеевка” з заміною ОД/КЗ 150кВ на елегазові вимикачі 150кВ в комплекті з тр-рами струму 150кВ.	шт	300			1	300							
23	Розробка ПКД. Реконструкція ПС-35/6кВ „Бетонверфь” з заміною ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ.	шт	180			1	180							
24	Розробка ПКД. Реконструкція ПС-35/6кВ „Кошевая”з заміною силовоих тр-раів 1Т та 2Т 6,3 МВ*А.	шт	120			1	120							
25	Розробка ПКД. Реконструкція ПС 35/10кВ ”Щасливцево” з встановленням УКРП-10.	шт	60			1	60							
26	Розробка ПКД. Реконструкція ПС 35/10кВ ”Н.Серогозская” з встановленням УКРП-10.	компл	60			1	60							
27	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Н.Алексеевка” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ..	компл	35000					1	35000					
28	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „ГНС КОС” з заміною ОД/КЗ 150кВ на елегазові вимикачі 150кВ в комплекті з тр-рами струму 150кВ.	компл	43000					1	43000					
29	ПС-150/35/10кВ „П.Покровская” Заміна комірок 10 кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.	компл.	4200					1	4200					
30	Реконструкція ЗРП-35кВ на ПС-35/10кВ „Сухарная” з заміною ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ.	Компл	5600					1	5600					
31	Реконструкція ВРП-35 ПС 35/10/6 “Каховская”	компл	14000					1	14000					
32	Реконструкція ПС 35/10кВ “Белозерская” з встановленням УКРП-10.	шт	2500					1	2500					
33	Реконструкція ПС 35/10кВ “Молодежная” з встановленням УКРП-10.	шт	2500					1	2500					
34	Розробка ПКД. Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Промбаза” з заміною комірок 10 кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.	шт	180					1	180					

35	Розробка ПКД. Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Бериславская” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.	шт	150					1	150				
36	Розробка ПКД на ПС-150/35/10кВ „Рубановка” Реконструкція ОРУ-35 з заміною масляних вимикачів на вакуумні.	шт	200					1	200				
37	Розробка ПКД. Реконструкція ПС 35/10кВ “Каланчакская” з встановленням УКРП-10.	компл	60					1	60				
38	Розробка ПКД. Реконструкція ПС 35/10кВ “Ивановка” з встановленням УКРП-10.	компл	60					1	60				
39	Реконструкція ПС-150/35/6кВ „ХНПЗ” з заміною силового тр-ра 2Т 60МВ*А на тр-р 63МВ*А .	шт	52000							1	52000		
40	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Рубановка” з заміною ОД/КЗ-150кВ на елегазові вимикачі 150кВ в комплекті з трансформаторами струму 150кВ.	компл	22000							1	22000		
41	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „П.Покровская” з переобладнанням ВРП-35кВ.	компл	22000							1	22000		
42	Реконструкція ПС-35/6кВ "Оч.сооружения" з заміною комірок КРУН-6 на КРПЗ-6.	компл	8000							1	8000		
43	Реконструкція ПС-35/6кВ „Кошевая” з заміною силового тр-ра 2Т 6,3 МВ*А .	шт	9000							1	9000		
44	Реконструкція ПС-35/6кВ „Бетонверфь” з заміною ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ.	Компл	8500							1	8500		
45	Реконструкція ПС 35/10”Щасливцево” з встановленням УКРП-10.	шт	1500							1	1500		
46	Реконструкція ПС 35/10 “Н.Серогозская” з встановленням УКРП-10.	компл	1800							1	1800		
47	Розробка ПКД. Реконструкція ПС-150/35/10кВ „ХНПЗ” з заміною ДГР-35.	шт	200							1	200		
48	Розробка ПКД. Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Виноградово” з заміною ДГР-35.	шт	200							1	200		
49	Розробка ПКД. Реконструкція ПС-35/6кВ „Заводская” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ.	шт	180							1	180		
50	Розробка ПКД. Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Н.Алексеевка” з заміною комірок 10 кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.	шт	150							1	150		
51	Розробка ПКД. Реконструкція ПС 35/10кВ “Ж.Порт” з встановленням УКРП-10.	компл	60							1	60		
52	Розробка ПКД. Реконструкція ПС-35/6кВ „Заводская” з встановленням УКРП-10.	компл	60							1	60		
53	Реконструкція ПС-35/10кВ „Кошевая”з заміною силового тр-ра 1Т 6,3 МВ*А .	шт	9000									1	9000
54	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Рубановка” з заміною масляних вимикачів35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.	шт	27000									1	27000
55	Реконструкція ПС-150/35/6кВ „ХНПЗ” з заміною силового тр-ра 1Т 60МВ*А на тр-р 63МВ*А .	шт	52000									1	52000
56	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Н.Тимофеевка” з заміною ОД/КЗ-150кВ на елегазові вимикачі 150кВ в комплекті з тр-рами струму 150кВ.	компл	22000									1	22000

57	Реконструкція ПС-35/10кВ „Заря”з заміною силового тр-ра 1Т ТАМ-5600 МВ*А.	шт	10000									1	10000
58	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Бериславская” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.	шт	5000									1	5000
59	Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Промбаза”з заміною комірок 10 кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.	шт	28000									1	28000
60	Реконструкція ПС 35/10кВ “Ивановка” з встановлення УКРП-10.	компл	2500									1	2500
61	Реконструкція ПС 35/10кВ “Каланчакская” з встановленням УКРП-10.	компл	1800									1	1800
62	Розробка ПКД. Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Дудчино” з заміною комірок КРУ-10кВ на КРПЗ-10кВ	шт	250									1	250
63	Розробка ПКД. Реконструкція ПС-150/35/6кВ "ГНС СОС" з заміною комірок 6 кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.	шт	150									1	150
64	Розробка ПКД. Реконструкція ПС-35/6кВ „Строительная” з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ.	шт	180									1	180
65	Розробка ПКД. Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Промышленная” з перезаведенням 2-х КЛ 35 кВ від КП-6, КП-7 (ПС 35/6 “Дзержинская) на ПС-150/35/10кВ „Промышленная”.	шт	350									1	350
66	Розробка ПКД. Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Бериславская”з заміною комірок 10 кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.	шт	180									1	180
67	Розробка ПКД. Реконструкція ПС 35 кВ “Костогырзово”з заміною комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами.	шт	120									1	120
68	Розробка ПКД. Реконструкція ПС-150/35/10кВ „Н.Троицкая” з встановленням ДГР-35.	шт	200									1	200
69	Розробка ПКД. Реконструкція ПС 35/10 “В.Лепетиха” з встановленням УКРП-10.	компл	60									1	60
	Всього по ПС 150-35 кВ:		590863,51		68933,51		97800		119750		145650		158730

Обгрунтування прийнятих рішень, щодо заходів будівництва, реконструкції та технічного переоснащення ПС 150-35 кВ

ПС 150/35/6кВ «ХНПЗ».

На сьогоднішній день розподіл електричної енергії до споживачів значної частини м.Херсон здійснюється від ПС150/35/6кВ „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 ПС150/35/6кВ „ХНПЗ”. встановлено два силові трансформатор типу ТДТГ-60000/150 (диспетчерські найменування 1Т та 2Т) 1968 та 1969 років виготовлення відповідно.

Дані трансформатори експлуатується вже впродовж 50-ти років і на теперішній час мають 96% завантаженості з врахуванням діючих «договорів на постачання електроенергії». Основним споживачем І 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 контроля 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 контроля його параметрів взято на прискорений 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 для 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 роподілу електроенергії та безпеку експлуатації обладнання даної ПС. (Див. Фото1 та Фото2).

ПС 150/35/6кВ "ХНПЗ" забезпечує живлення споживачів І і ІІ 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 емкості кабельних та повітряних ліній 35кВ і необхідність встановлення 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» и «Заводская-2») величина ємнісного струму мереж 35кВ складає 12,2 А.

Для компенсації ємнісного струму застосовуються 2 реактора типу ЗРОМ 550/35 с ступенчастим перемиканням індуктивності и 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 разриви 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 підключені до мереж 35кВ підстанції двох кабелів типу 3*XLPE-1x500, орієнтовною довжиною 5,5 км, додатковий ємнісний струм складе 31,9 А на кожну 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 заземляюючої 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 заземляюючої дуги, що сприяє відновленню діелектричних властивостей місця пошкодження і тим самим збереження якості електроенергії у споживачів.

На підставі вищевикладеного, в Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 2020-2021 роках заміна порталів на ВРУ-35-150 кВ;
- в 2021 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для заміни на ПС 150/35/6кВ "ХНПЗ" силових трансформаторів 1Т та 2Т типу ТДТГ-60000/150 на силові трансформатори типу ТДТН-63000/150;
- в 2023 році заміна силового трансформатора 2Т типу ТДТГ-60000/150 на силовий трансформатор типу ТДТН-63000/150;
- в 2023 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для заміни ДГР-35кВ, що відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на;
- в 2024 році заміна силового трансформатора 1Т типу ТДТГ-60000/150 на силовий трансформатор типу ТДТН-63000/150.



Фото 1



Фото 2

Економічне обґрунтування заміни порталів на ВРУ-35-150 кВ

Підстанція введена в експлуатацію в 1968 році. 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”.

Беручі до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при пошкоджені кріплення гірлянд на 1 с.ш. чи 2 с.ш. 150 кВ в колі транзитних приєднань або руйнуванні портальної частини, може статися розрив транзиту з знеструмленням ПС 150 «Промышленная», ПС 150 «Карантинная» та силовых трансформаторів на самій ПС 150 «ХНПЗ» з непередбачювальними витратами часу ліквідації одного відключення які можуть складати до 24 годин.

Враховуючи відсутність мережі резервування даних ПС як по класу напруги 150 кВ так і по 35 кВ, недовідпуск потрібно враховувати по різниці данного вузлу ліній які живлять (вхідних в вузол) шини 150 кВ та ліній які живляться від шин 150 кВ разом з силовими трансформаторами самої ПС 150 «ХНПЗ» та приблизно складатиме 130 000 кВт.

130 000 * 24 годин=3 120 000 кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 3 120 000 = 2 964 000 грн.

Вартість після аварійного ремонту масляних вимикачів 35 кВ типу МКП-35, з огляду на вартість обладнання, що ушкоджується при цьому, у середньому, складає близько 320 000 грн.

Витрати на експлуатацію і післяаварійний ремонт складають:

Вид обслуговування	Періодичність	Сума,грн.
1. Поточний ремонт	1 раз на 3 роки	1800
2. Капітальний ремонт з заміною масла	1 раз на 6 років	52 200
3. Післяаварійний ремонт (із заміною масла, вводів-35 кВ	за необхі-дністю	≈ 320 000
Разом:		374 000 грн.

Враховуючи, що на ПС 150/35/6 кВ «ХНПЗ» встановлено 12 шт масляних вимикачів 35 кВ типу МКП-35 В та в середньому за рік приходиться виконувати міжремонтні капітальні роботи з відновлення роботоспроможності цих вимикачів та склало 4 шт за минулий рік, то В рем. =4 шт* 374 000 = 1 496 000 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	550,00
2. Поточний ремонт	1 раз на 6 років	890,00
Разом:		1440 грн.

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійних відключеннях при середній пошкоджуваності вимикачів і витратах часу на ремонт одного вимикача і ліквідації одного відключення – до 24 годин но з врахуванням мережі резервування 35 кВ ПС 35 які живляться від шин ПС 150/35/6 кВ «ХНПЗ» недовідпуск потрібно враховувати на час оперативних перемикань які можуть в середньому становити до 1 години.

1 година відключення дорівнює у середньому - 54000 кВт (сумарне навантаження на шинах 35 кВ ПС 150/35/6 кВ «ХНПЗ».

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 54 000 = 51 300 грн.

Середня ушкодженість іх за минулі роки – 4 раз на рік.

Таким чином, В лік. = 4*51 300=205 200 грн.

В експ.= В рем +Влік. =1 496 000+205 200 + 2 964 000 =4 665 200 грн.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює з урахуванням виконання повного комплексу робіт впродовж 2020-2021 років:

Ток = початковий етап «Реконструкція ВРП-150» (2020р) завершальний етап «Реконструкція ВРП-35» (2020р) / В експ. = 20 000 000 (2020р.)+ 24 500 000 (2021р.) / 4 665 200 = 5 років.

Таким чином, процес реконструкції ПС 150 кВ "ХНПЗ" із заміною порталів ВРУ-35, 150 кВ підстанції є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

Економічне обґрунтування заміни силовогих трансформаторів 1Т та 2Т типу ТДТГ-60000/150 на силові трансформатори типу ТДТН-63000/150

Розглянувши зниження витрат на активні та реактивні втрати в триобмоточному трансформаторі ТДТГ-60000/150 розраховується по формулі:

Для підрахунку втрат електроенергії в 3-обмоточному трансформаторі необхідні наступні дані:

а) паспортні або каталожні

- номінальна потужність трансформатора Sн, кВА;=60 000 кВА

- потужність обмоток ВН, СН, НН - Sвн, Sсн, Sнн, кВА (в паспорті або каталозі дана в відсотках до номінальної потужності);

- втрати потужності в обмотках ВН = 297
СН = 330
НН = 262

при повному їхньому завантаженні Δ Рвн, Δ Рсн, ΔРнн, кВт;

- струм холостого ходу трансформатора Іхх = 1,5 %;
- втрати реактивної потужності трансформатора при холостому ході, кВАр

$$\Delta Q_{xx} = S_н \frac{I_{xx}}{100}$$

- напруга короткого замикання кожної з обмоток тр-ра, Uвн-сн =11,7%, Uвн-нн =18,7%, Uсн-нн = 6,48 %

Uвк = 0.5 (Uвн-сн + Uвн-нн - Uсн-нн)

Uск = 0.5 (Uвн-сн + Uсн-нн - Uвн-нн)

Uнк = 0.5 (Uвн-нн + Uсн-нн - Uвн-сн)

де Uвн-сн, Uсн-нн, Uвн-нн беруться з паспорта чи каталогу;

$$\Delta Q_{вн} = \frac{S_{вн} U_{вк}}{100}$$

$$\Delta Q_{сн} = \frac{S_{сн} U_{ск}}{100}$$

$$\Delta Q_{нн} = \frac{S_{нн} U_{нк}}{100}$$

реактивна потужність, що споживається обмотками ВН, СН, НН трансформатора при повному навантаженні, кВАр

б) споживання активної (WPвн, WPсн, WPнн), кВт.год. та реактивної (WQвн, WQсн, WQнн), кВАрг електроенергії, що пройшла за розрахунковий період через обмотки відповідно високої, середньої та низької напруги трансформатора. При визначенні по показниках розрахункових лічильників на стороні середньої та низької напруги трансформатора

WPвн = WPсн + WPнн,

WQвн = WQсн + WQнн;

в) кількість годин роботи трансформатора в розрахунковий період (календарне число годин) Тп;

г) кількість годин роботи підприємства (споживача) або кількість годин роботи трансформатора під навантаженням в розрахунковий період - Тр.

При обчисленні втрат електроенергії в трансформаторі послідовно визначаються:

а) фактична потужність кожної обмотки трансформатора по даних фактичного споживання активної та реактивної електроенергії за розрахунковий період, кВА

$$S_{фвн} = \sqrt{P_{ф2вн} + Q_{ф2вн}}$$

$$S_{фсн} = \sqrt{P_{ф2сн} + Q_{ф2сн}}$$

$$S_{фнн} = \sqrt{P_{ф2нн} + Q_{ф2нн}}$$

де

$$P_{фвн} = \frac{WP_{вн}}{Тр} = \frac{WP_{сн} + WP_{нн}}{Тр}$$

$$Q_{фвн} = \frac{WQ_{вн}}{Тр} = \frac{WQ_{сн} + WQ_{нн}}{Тр}$$

$$P_{фсн} = \frac{WP_{сн}}{Тр}$$

$$Q_{фсн} = \frac{WQ_{сн}}{Тр}$$

$$P_{фнн} = \frac{WP_{нн}}{Тр}$$

$$Q_{фнн} = \frac{WQ_{нн}}{Тр}$$

б) коефіцієнт завантаження кожної з обмоток трансформатора

$$K_{звн} = \frac{S_{фвн}}{S_{вн}}$$

$$K_{зсн} = \frac{S_{фсн}}{}$$

$$K_{знн} = \frac{S_c \; S_{фнн}}{S_{нн}}$$

де Sвн, Sсн, Sнн - номінальна потужність обмоток високої, середньої та низької напруги трансформатора, кВА;
в) втрати активної електроенергії, кВт.год.

$$\Delta W_P = \Delta P_{xx} T_п + (\Delta P_{вн} K_{з^2вн} + \Delta P_{сн} K_{з^2сн} + \Delta P_{нн} K_{з^2нн}) T_р$$

г) втрати реактивної електроенергії, кВАрг

$$\Delta W_Q = \Delta Q_{xx} T_п + (\Delta Q_{вн} K_{з^2вн} + \Delta Q_{сн} K_{з^2сн} + \Delta Q_{нн} K_{з^2нн}) T_р$$

Втрати в трансформаторі складають 816 092 кВт на рік.

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.,

Звідки, щорічні витрат в трансформаторі Т1 складатиме – 775 284 грн / рік. Беручі до уваги той факт що при встановленні нового більш сучасного трансформатора з низькими показниками втрат майже в тричі менше (порівняно з силовим трансформатором ТДТН-63000/150 2010 року виготовлення встановленого на ПС 150 «Цюрупинская» та складають 267 339 грн / рік.

Тому економія на зменшені втрат у трансформаторі складе 507 944 грн / рік.

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійному відключені яке може статися в будь який час і витратах часу на перемикання з врахуванням мережі резервування 35 кВ ПС 35 які живляться від шин ПС 150/35/6 кВ «ХНПЗ» недовідпуск потрібно враховувати на час оперативних перемикань які можуть в середньому становити до 20 години з відновленням схеми нормального режиму.

20 годин відключення дорівнює у середньому – 1 200 000 кВт (сумарне навантаження на шинах 35 кВ та 6 кВ ПС 150/35/6 кВ «ХНПЗ».

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 225 000 = 1 140 000 грн.

Загальгі витрати на вимірювання за рік складають:

В рем = 2 589 * 2рази * 60 днів =31 068 грн.

Витрани на на капітальний ремонт кожного з трансформаторів з розкриттям активної частини та регенерацією трансформаторного масла було витрачено в 2007 та 2008 роках приблизно по 760 000 грн

В експ.= В рем +Влік.+ В втрат. =760 000 + 31 068 + 1 140 000+ 507 944 = 1 678 012 грн.

При вартості нового силового трансформатора типу ТДНС-1000/35 термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

Ток = 52 000 000/ 2 438 012 = 21 рік.

Таким чином, процес заміни одного силового трансформатора типу ТДТГ-60000/150 на силовий трансформатор типу ТДТН-63000/150, що відпрацював свій ресурс, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками враховуючи термін експлуатації трансформатора такої потужності не менше 25 років до першого капітального ремонту.

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 пошкоджуваність, 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 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 ПУЄ, 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 7 масляних вимикачів 35кВ типу МКП-35/1000 які мають значний механічний знос, що знижує надійність експлуатації даної ПС та надійність роподілу 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 ПУЄ, 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 Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 2022 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для реконструкції ВРП-35кВ з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ в комплекті з трансформаторами струму 35кВ;
- в 2024 році реконструкція ВРП-35кВ з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ в комплекті з трансформаторами струму 35кВ;
- в 2024 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для заміни комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ сучасного типу з вакуумними вимикачами 10кВ.

Економічне обґрунтування заміни масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ

Вартість післяаварійного ремонту при ушкодженні масляного вимикача 35 кВ, з огляду на вартість обладнання, що ушкоджується при цьому, у середньому, складає близько 140 000 грн.

Витрати на експлуатацію і післяаварійний ремонт складають:

Вид обслуговування	Періодичність	Сума,грн.
1. Поточний ремонт	1 раз на 3 роки	1800
2. Капітальний ремонт з заміною масла	1 раз на 6 років	18200
3. Післяаварійний ремонт (із заміною масла, вводів-35 кВ	за необхі-дністю	≈ 140 000
Разом:		160 000 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	550,00

2. Поточний ремонт	1 раз на 6 років	890,00
Разом:		1440 грн.

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійних відключеннях при середній пошкоджуваності вимикачів і витратах часу на ремонт одного вимикача і ліквідації одного відключення – до 24 годин.

1 година відключення дорівнює у середньому при живлені 1 та 2 с.ш. 35 кВ від силових трансформаторів 1Т та 2Т (кожен по 25 МВА) – 37 500 кВт завантаженість 78 % від номіналу кожен.

37 500* 24 годин=900 000 кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 900 000 = 855 000 грн.

Середня ушкодженість іх за минулі роки – 2 раз на рік.

Таким чином, В лік. = 2*855 000 =1 710 000 грн.

В експ.= В рем +Влік. =160 000 +1 710 000 =1 870 000 грн.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Ток=5 000 000 / 1 870 000 = 2,6 років.

Таким чином, процес заміни масляних вимикачів 35кВ типу МКП-35/1000, що відпрацювали свій ресурс, на вакуумні вимикачі є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

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 «Дзержинская» здійснюється кабельними відпайками від ПЛ-35кВ «Промышленная -Карантинная-1,2» від якої заживлені ще три підстанції (ПС 35“Сухарная”, ПС 35“Кошевая” та ПС 35“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 підстанції

35/6 кВ «Дзержинская» в ремонт для відключення кабельних відпайок від яких жаживлена 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 будівництво 2-х КЛ-35кВ ПС-150/35/10 "Промышленная"-ПС-35/6кВ "Дзержинская" від підстанції 150кВ «Промышленная» з реконструкцією ВРП-35кВ.

На підставі вищевикладеного, в Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 реконструкції ВРП-35кВ з перезаведенням 2-х КЛ 35 кВ від КП-6, КП-7 (ПС 35/6 "Дзержинская) на ПС 150/35/10кВ "Промышленная".

ПС 150/35/10кВ «П.Покровская».

Встановлені на ПС 150/35/10кВ "П.Покровская" на даний час масляні вимикачі типу ВМПЭ-10/630 та ВМПЭ-10/1000 мають сильний механічний та моральний знос, так як знаходяться в експлуатації вже близько 47 років. Ремонтний запас запчастин до них цілком відсутній, тому що вимикачі зняті з виробництва. З огляду на 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 ізолятори). В теперішній час комірки знаходиться в незадовільному технічному стані, що не забезпечує надійний розподіл електроенергії, 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 ПУЄ, АТ „Херсонобленерго" планує виконати заміну комірок 10кВ типу К-12 на ПС 150/35/10кВ „ П.Покровская " на комірки 10кВ сучасного типу з вакуумними вимикачами 10кВ.

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 ПУЄ, 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.

На підставі вищевикладеного, в Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 2022 році заміна комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ сучасного типу з вакуумними вимикачами 10кВ;
- в 2024 році реконструкція ВРП-35кВ з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ в комплекті з трансформаторами струму 35кВ.

Економічне обґрунтування заміни комірок 10 кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами

Вартість післяаварійного ремонту при ушкодженні обладнання, з огляду на вартість обладнання, що ушкоджується при цьому, у середньому, складає близько 150 000 грн.

Витрати на експлуатацію і післяаварійний ремонт складають:

Вид обслуговування	Періодичність	Сума,грн.
1. Поточний ремонт	1 раз на 3 роки	900
2. Капітальний ремонт	1 раз на 6 років	2100
3. Післяаварійний ремонт (із заміною вимикача, трансформаторів струму, ізоля-	за необхідністю	150 000

торів)		
Разом:		153 000 грн.

та комірок-10 кВ затрати складають В рем. = 2 (секції шин 10 кВ) шт* 153 000 = 306 000грн.

Експлуатація вакуумного вимикача протягом усього терміну експлуатації не вимагає практично ніяких витрат .

Вид обслуговування	Періодичність	Сума,грн.
1.Технічне обслуговування	1 раз на рік	202,00
2. Поточний ремонт	1 раз на 6 років	510,00
Разом:		712 грн.

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійних відключеннях при середній пошкоджуваності вимикачів і витратах часу на ремонт одного вимикача і ліквідації одного відключення - 10 годин.

2*10=20 годин.

1 година відключення дорівнює у середньому від силових трансформаторів 1Т та 2Т (кожен по 40 МВА) – 10 000 кВт по стороні 10 кВ завантаженість 25 % від номіналу кожен.

10 000* 20 годин=100 000 кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 1 520 000 = 95 000 грн.

Середня ушкодженість іх за минулі роки – 3 раз на рік.

Таким чином, <u>В лік. =</u> 4*38 000 =380 000 грн.

<u>В експ.</u>= В рем +Влік. =380 000+153 000=533 000

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Ток=8 500 000 / 533 000 = 15 років.

Таким чином, процес заміни комірок 10 кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами, що відпрацювало свій ресурс, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

Економічне обґрунтування заміни масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ

Вартість післяаварійного ремонту при ушкодженні масляного вимикача 35 кВ, з огляду на вартість обладнання, що ушкоджується при цьому, у середньому, складає близько 140 000 грн.

Витрати на експлуатацію і післяаварійний ремонт складають:

Вид обслуговування	Періодичність	Сума,грн.
1. Поточний ремонт	1 раз на 3 роки	1800
2. Капітальний ремонт з заміною масла	1 раз на 6 років	18200
3. Післяаварійний ремонт (із заміною масла, вводів-35 кВ	за необхі-дністю	≈ 140 000
Разом:		160 000 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	550,00
2. Поточний ремонт	1 раз на 6 років	890,00
Разом:		1440 грн.

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійних відключеннях при середній пошкоджуваності вимикачів і витратах часу на ремонт одного вимикача і ліквідації одного відключення – до 24 годин.

1 година відключення дорівнює у середньому при живлені 1 та 2 с.ш. 35 кВ від силових трансформаторів 1Т та 2Т (кожен по 40 МВА) – 68 000 кВт завантаженість 85 % від номіналу кожен.

68 000* 24 годин=1 632 000 кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 1 632 000 = 1 550 400грн.

Середня ушкодженість іх за минулі роки – 5 раз на рік.

Таким чином, <u>В лік. =</u> 5*1 550 400=7 752 000 грн.

<u>В експ.</u>= В рем +Влік. =160 000 +7 752 000=7 912 000 грн.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Ток=38 000 000 / 7 912 000 = 5 років.

Таким чином, процес заміни масляних вимикачів 35кВ типу МКП-35/1000, що відпрацювали свій ресурс, на вакуумні вимикачі є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

ПС 150/35/6кВ «Никольская».

Стаціонарні акумуляторні батареї, що встановлені на ПС 150/35/6кВ «Никольская» типу Sonnenschein A706/84 (34шт.), які експлуатуються з 2004 року, використовуються як незалежне джерело живлення силових ланцюгів вмикання приводів вимикачів 35кВ, ланцюгів керування обладнанням і ланцюгів релейного захисту, автоматики та сигналізації ПС.

В 2019 році буде вичерпано експлуатаційний ресурс АБ, який встановлено підприємством-виробником 15 років. У зв’язку з цим виникає необхідність заміни на ПС 150/35/6кВ «Никольская» аккумуляторної батареї типу Sonnenschein A706/84 (34шт.) 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.

Аккумуляторні батареї типу Sonnenschein A706/84 виготовлені за технологією dryfit, з желеподібним електролітом. Переважність вибору 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.

За результатами перевірки раз у 2 роки роботоспроможності АБ методом переводу навантаження на батарею з 10% розрядним струмом від номінальної ємності батареї визначено що фактична ємність приблизно складає 85 % від номіналу і підлягає заміні, згідно ГНД 34.50.501-2003 «експлуатація стаціонарних свінцево-кислотних акумуляторних батарей» пункт 9.6.4, якщо фактична ємність знизилась менше 80%. Тому данну АБ взято на біль частіший контроль з перевіркою ємності.

На підставі вищевикладеного, в Програмі перспективного розвитку електричних мереж АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану ПС 150/35/6кВ “Никольская”, та відноситься до категорії заходів з розвитку системи розподілу і направлені на: удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; а саме:

- в 2021 році заміна акумуляторної батареї 84А/ч.

Економічне обґрунтування заміни акумуляторної батареї 84А/ч

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу АБ та аварійному відключенні в цей час вимикачів по стороні 35 кВ, які в свою

чергу мають живлення приводів вмикання від АБ, з сумарним навантаженням 14 000 кВт і витратах часу на виконання оперативних перемикань двох відходячих ліній 35 кВ від ПС по резервній схемі живлення до 4 годин.

14 000* 4 годин=56 000 кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 28 000 = 53 200 грн.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Ток=300 000 / 53 200 грн = 5,6 років.

Таким чином, процес заміни з акумуляторної батареї 84А/ч на ПС 150/35/6кВ «Никольская», що відпрацювало свій ресурс, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

ПС 150/35/10кВ «Виноградово».

ПС 150/35/10 кВ „Виноградово" - двотрансформаторна транзитна підстанція з встановленою потужністю 80 МВА, була введена в експлуатацію в 1964 р. Згідно з проектним рішенням на ній встановлено комплектно-розподільчий пристрій 10 кВ типу КРУН-10. За роки існування вказане обладнання неодноразово пошкоджувалось, за відсутності повної номенклатури запчастин його експлуатаційний ресурс повністю не відновлювався.

В теперішній час КРУН-10 знаходиться в незадовільному технічному стані, що не забезпечує надійний розподілу електроенергії зі споживачами 1-ї категорії та створює загрозу для обслуговуючого персоналу. Проведення відновлювального ремонту КРУН-10 економічно недоцільне, так як необхідна заміна як електротехнічного обладнання, так і елементів каркасу КРП.

Враховуючи відсутність мережі резервного живлення споживачів на стороні 10 кВ ПС 150/35/10 кВ „Виноградово", з метою зниження коефіцієнту SAIDI, підвищення надійності розподілу електроенергії та безпеки експлуатації обладнання, керуючись вимогами ПУЕ, АТ „Херсонобленерго" планує виконати заміну КРУН 10кВ на ПС 150/35/6кВ „ Виноградово " на КРПЗ-10кВ сучасного типу з вакуумними вимикачами 10кВ.

ПС 150/35/10кВ "Виноградово" 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 емності кабельних та повітряних ліній 35кВ і необхідність встановлення 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 "Виноградово" 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 заземляюючої 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 заземляюючої дуги, що сприяє відновленню діелектричних властивостей місця пошкодження і тим самим збереження якості електроенергії у споживачів.

На підставі вищевикладеного, в Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 2020 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для реконструкції ПС 150/35/10кВ "Виноградово" з заміною комірок КРУН-10кВ на КРПЗ-10кВ;
- в 2021 році реконструкція ПС 150/35/10кВ "Виноградово" з заміною комірок КРУН-10кВ на КРПЗ-10кВ;
- в 2023 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для реконструкції ПС 150/35/10кВ "Виноградово" з заміною ДГР-35кВ.

Економічне обґрунтування заміни комірок КРУ-10 на КРПЗ-10кВ

Вартість післяаварійного ремонту при ушкодженні обладнання, з огляду на вартість обладнання, що ушкоджується при цьому, у середньому, складає близько 150 000 грн.

Витрати на експлуатацію і післяаварійний ремонт складають:

Вид обслуговування	Періодичність	Сума,грн.
1. Поточний ремонт	1 раз на 3 роки	900
2. Капітальний ремонт	1 раз на 6 років	2100
3. Післяаварійний ремонт (із заміною вимикача, трансформаторів струму, ізоляторів)	за необхідністю	150 000
Разом:		153 000 грн.

та КРУН-10 затрати складають В рем. = 2 (секції шин 10 кВ) шт* 153 000 = 306 000грн.

Експлуатація вакуумного вимикача протягом усього терміну експлуатації не вимагає практично ніяких витрат .

Вид обслуговування	Періодичність	Сума,грн.
1.Технічне обслуговування	1 раз на рік	202,00
2. Поточний ремонт	1 раз на 6 років	510,00
Разом:		712 грн.

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійних відключеннях при середній пошкоджуваності вимикачів і витратах часу на ремонт одного вимикача і ліквідації одного відключення - 10 годин.

2*10=20 годин.

1 година відключення дорівнює у середньому від силових трансформаторів 1Т та 2Т (кожен по 40 МВА) - 38000 кВт завантаженість 95 % від номіналу кожен.

76 000* 20 годин=1 520 000 кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 1 520 000 = 1444 000 грн.

Середня ушкодженість іх за минулі роки – 3 раз на рік.

Таким чином, В лік. = 3*1 444 000=4 332 000 грн.

В експ.= В рем +Влік. =150 000+1 444 000=4 482 000

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Ток=16 000 000 / 4 482 000 = 3,5 років.

Таким чином, процес заміни КРУН-10кВ на ПС 150/35/6кВ „ Виноградово ” на КРПЗ-10кВ, що відпрацювало свій ресурс, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

ПС 150/35/10кВ «Н.Алексеевка».

В даний час у складі ВРП-150 кВ ПС 150/35/10 “Н.Алексеевка” експлуатуються 2 силових трансформатори встановленою потужністю 25 мВА кожен, релейний захист яких організовано на електромеханічних реле з застосуванням комплектів короткозамикачів та відокремлювачів, що відпрацювали вже більше 38 років. А так як постачальна лінія 150кВ - одна (ПЛ- 150 кВ «Н.Троицкая»), то у разі спрацювання ОД/КЗ-150кВ по одній із з будь яких секцій

150кВ, приводить до знеструмлення 2-х систем шин 150кВ. Апаратура керування, сигналізації та РЗА розміщена на панелях, що встановлені загальнопідстанційному пункті керування (ЗПК). Усе обладнання та панелі РЗА морально та фізично зношені. У разі спрацьовування короткозамикачів та відокремлювачів відключаються вимикачі постачальної ліній 150 кВ. Це приводить до знеструмлення систем шин ВРП-35, а також підстанцій 35кВ Геніческого району та зрошувальних станцій Н.Троїцького та Геніческого Управління водного господарства, що значно знижує надійність розподілу електроенергії всього регіону зі споживачами 1-ї категорії заживлених від шин 35кВ ПС 150/35/10 “Н.Алексеевка”.

Кабельнопровідникова продукція на ВРП 35-150 кВ прокладено в залізобетоних лотках та накрито плитами УБК. Лотки мають значні руйнування стінок, що призводило до просідання плит перекриття на кабелі з їх пошкодженням та неправильною дією релейного захисту, відсутністю сигналів на панелі центральної сигналізації про аварійне відключення обладнання або в загалі призводило до непрацездатності захистів.

В складі ВРП-35 кВ експлуатуються 9 масляних вимикачів 35кВ типу С-35/630 (2шт- ввідних, 1-секційний та 6-лінійних), які мають значний механічний знос. У разі пошкодження даних вимикачів або пошкодження їх окремих вузлів і відсутності повної номенклатури запасних частин - 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.

На ПС знаходяться у незадовільному стані залізобетонні стійки під обладнання та портали на ВРП 150 кВ та ВРП-35кВ, які мають продольні, поперечні тріщини та оголену арматуру. Дані залізабетонні портали та стійки неодноразово ремонтувались (фото 3) шляхом шпаклювання тріщин. Данний вид ремонту портальної частини неможливо віднести до капітального та відновити при цьому первинні властивості і цілісність конструкцій та використанням за первинним призначенням, що в свою чергу може привести до їх руйнування та падіння і створює загрозу життю та здоров’ю обслуговуючого персоналу. Кріплення натяжних та підвісних ізоляторів секцій шин 150 кВ виконано металевими хамутами навколо залізобетонних траверс які мають значний механічний знос та неоднарозово пошкоджувались з падінням шлейфів та ізоляторів. Кріплення натяжних та підвісних ізоляторів секцій шин 35 кВ виконано методом зварювання зчипної арматури до закладних елементів в залізобетонних траверсах, які в свою чергу також мали випадки відриву цих закладних елементів з падінням проводу і ізоляторів. Все це значно знижує надійність розподілу електроенергії та безпеку експлуатації обладнання даної ПС. Фото 3 та 4 додаються.



Фото 3



Фото 4

На даний час у складі ЗРП-10кВ на ПС 150/35/10кВ «Н.Алексеевка» близько 38 років експлуатуються 9 лінійних комірок типу К-XII, К-XXVI 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 аппаратів, 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 реконструкції ВРП-150кВ, ВРП-35 кВ та ЗРП-10 кВ ПС 150/35/10 “Н.Алексеевка”

Встановлення елегазових вимикачів 150кВ в комплекті з трансформаторами струму 150кВ на 1 та 2 СШ-150кВ дасть змогу уникнення знеструмлення постачальних ліній 150 кВ. Встановлення вакуумних вимикачів 35кВ в комплекті з трансформаторами струму та роз’єднувачами з полімерною ізоляцією на металевих опорних конструкцяхї захищеними від корозії методом гарячого цинкування дасть змогу уникнення знеструмлення постачальних 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 Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 2020 передбачається повна реконструкція обладнання ВРП-150 кВ с заміною відокремлювачів та короткозамикачів 150 кВ на елегазовиі вимикач типу LTB-170- 2шт в комплекті з трансформаторами струму типу IOSK-170 -2 коплекти, трансформаторами напруги типу EMF-170 - 2 коплекти та роз’єднувачі типу РДЗ-1-150/1000 та РДЗ-2-150/1000.

Для виконання реконструкція також передбачається заміна трансформаторів струму комірок силового трансформатора на стороні 35 та 10 кВ.

На ВРП-150 кВ передбачається заміна порталів ошинування обладнання ВРП-150.

Ошинування обладнання виконується гнучким ошинуванням проводом марки АС-150/29. На ВРП-150 кВ проводиться реконструкція заземлюючого пристрою підстанції з урахуванням струму розтікання.

Блискавкозахист обладнання підстанції виконується блискавкоприймачами встановленними на порталах ВРП-150 кВ та блискавкоприймачами на території ПС-150/35/10 кВ.

При виборі релейного устаткування враховувалися:

- функціональні можливості – релейні пристрої повинні мати набір необхідних функцій, що відповідають вимогам ПУЕ і режимам роботи обладнання, що захищається;

- експлуатаційні характеристики – релейні пристрої повинні бути зручні та прості в експлуатації, постачати обслуговуючому персоналу необхідну інформацію для його ефективної роботи;

- надійність роботи в нормальному та аварійному режимах розподілу електроенергії;

- сучасність елементної бази і технічних рішень;

- можливість виконання автоматизованої системи збору інформації та управління з верхнього рівня, використовуючи релейне обладнання в якості нижнього рівня;

- уніфікація обладнання, що вводиться.

Викладеним вимогам відповідають пристрої РЗА на мікропроцесорній елементній базі.

Оперативне блокування роз'єднувачів 150 кВ, 35 кВ та 10 кВ буде виконано на випрямленому оперативному струмі 220 В. Живлення кіл ОБР організовується в ШОС від блока живлення.

Центральна сигналізація виконується на постійному оперативному струмі 220 В на базі імпульсних м/п реле сигналізації РС83-С. На окремій панелі ЦС організовується 4 ділянки сигналізації: панелі ЗПК, загальнопідстанційний, РУ- 35 кВ та ЗРУ-10 кВ.

На ПС 150/35/10 кВ " Н. Алексеевка" встановлюється ШОС для організації постійного оперативного струму 220 В з 6ю підзарядними пристроями. Аккумуляторна батарея - Sonnenschein A706/210 (6V 6 OGiV 192), 35 шт.

Для організації кіл обліку електроенергії використовується окрема обмотка ТН-150 кВ.

Релейний захист та автоматика ПЛ 150 кВ та СВ 150 кВ.

Для ПЛ-150 кВ "Н. Троицкая" основний захист - диференційно-фазний струмовий захист ліній 150 кВ на базі мікропроцесорного пристрою Діамант L030 фірми Хартрон Інкор з функціями резервного - дистанційний та струмові захисти.

Для ПЛ-150 кВ "Н. Троицкая" резервний захист - дистанційний та струмові захисти на базі мікропроцесорного пристрою Діамант L014 фірми Хартрон Інкор.

Для забезпечення роботи ДФЗ передбачається встановлення ВЧ передатчика ОРІОН УПЗ фірми "Корпорація Електропівденьмонтаж".

Автоматика СВ-150 кВ (LTB-170 з приводом BLK 222) виконана на базі мікропроцесорного пристрою Діамант AV01 фірми Хартрон Інкор . На Діамант AV01 передбачається наявність АПВ з контролем синхронізма з пуском від захистів лінії 150 кВ та забороною від дії ПРВВ ВЕ-150 Т1(2) та АП резервних захистів Т1(2). Також на МП AV01 передбачається наявність свого ПРВВ. Привід ВЕ-150 кВ виконаний пружинного типу з виконанням кіл двигуна заводки пружини на змінному оперативному струмі. Оперативний струм кіл РЗА - постіний =220 В.

Релейний захист та автоматика трансформатора 150 кВ.

Основний захист трансформатору - диференційний захист на базі мікропроцесорного пристрою Діамант Т010 фірми Хартрон Інкор.

Резервний захист трансформатору - струмова відсічка та максимальний струмовий захист на базі мікропроцесорного пристрою Діамант Т030 фірми Хартрон Інкор. Також проектом передбачається дія на м/п термінал технологічних захистів трансформатора, виконання перегрузу (з дією на сигнал) та пуск обдуву трансформатора.

Основний та резервний захисти живляться від окремих обмоток трансформаторів струму та різних сш оперативного струму.

Автоматика ВЕ-150 кВ (LTB-170 з приводом BLK 222) виконана на базі мікропроцесорного пристрою Діамант Т010 фірми Хартрон Інкор. На МП Т010 передбачається наявність свого ПРВВ. Привід В-150 кВ виконаний пружинного типу з

виконанням кіл двигуна заводки пружини на змінному оперативному струмі. Оперативний струм кіл РЗА - постіний =220 В.

Захист вводів 10, 35 кВ забезпечує максимальний струмовий захист (МСЗ) з пуском по напрузі (10 кВ), логічний захист шин (ЛЗШ), ПРВВ НН відгалужувальних ліній та ПРВВ з дією в автоматику В-150 кВ, перегруз (з дією на сигнал) та пуск обдуву трансформатора. Проектом передбачається АПВ вводів 10, 35 кВ.

- в 2020 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для реконструкції ВРУ-35кВ з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ та трансформаторів струму з литою ізоляцією в комірках ВРП-35 кВ.

- Заміна лінійних та шинних порталів ВРП-35 кВ;

- Заміна ошинування та ізоляційних підвісок ошинування ВРП-35 кВ;

- Реконструкція зовнішнього освітлення ПС 150/35/10 кВ;

- Реконструкція заземлюючого пристрою ВРП-35 кВ;

Прокладка контрольних кабелів та силових кабелів, кабелів обігріву шаф ВРП-35 кВ та кабелів живлення приводів вимикачів, виконується в кабельні лотки.

Ошинування комірок передбачається неізольованим сталеалюмінієвим проводом марки АС-185/29, ошинування секцій шин буде передбачено неізольованим сталеалюмінієвим проводом марки 2хАС-185/29.

В складі проекту буде передбачено реконструкція ВРП-35 кВ, що включає в себе наступні будівельні рішення:

– встановлення фундаментів та металоконструкцій під обладнання;

вимикачі та трансформатори струму;

– встановлення коміркових та шинних порталів;

– встановлення стійки під шафи захисту та автоматики;

– улаштування кабельних лотків.

Опори під обладнання ВРП-35 кВ буде зостасовано на базі залізобетонних фундаментів та металевих стійок.

Виконання схем РЗА передбачено проектом з реконструкції ВРП-150 кВ та буде реалізовано в залежності від потреб введеня в дію данного обладнання на етапі реконструкції ВРП-35 кВ.

- в 2022 році реконструкція ВРУ-35кВ з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ в комплекті з трансформаторами струму з литою та будівельною частиною згідно ПКД яке буде розроблено у 2020 році.

- в 2023 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для заміни комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами типу ВВ/VL-12-25/630 та ВВ/VL-12-25/1000, трансформаторами струму ТОЛ-10, трансформаторами напруги НТМИ-10, обмежувачами перенапруг ОПНп-10, трансформаторами струму нульової послідовності ТЗЛМ-1 та пристроями релейного захисту та автоматики.

Виконання схем РЗА.

Захист та автоматика Вводів-10 кВ виконується на базі мікропроцесорного пристрою РС83-А2М, який забезпечує двохступеневий струмовий захист (ЛЗШ, МСЗ) та розміщений в комірках КРПЗ-10 кВ.

Захист та автоматика Л-10 кВ виконується на мікропроцесорному пристрої РС83-А2М, який забезпечує двохступеневий струмовий захист (СВ, МСЗ), направлений захист від однофазних замикань на землю (НЗЗ), ПРВВ. В комірках

вводів 1 та 2 с.ш. 10 кВ організовані схеми ЛЗШ, ПРВВ та дуговий захист усіх відгалужувальних ліній 10 кВ. В кожній комірці організовано дуговий захист (з контролем струму) комірок 10 кВ на фототиристорах з дією на свій вимикач 10 кВ, СВ та В10 кВ відповідно.

Захист та автоматика СВ-10 кВ виконується на мікропроцесорному пристрої РС83-А2М, який забезпечує двохступеневий струмовий захист (ЛЗШ, МСЗ). В комірці СВ-10 кВ організована схема АВР. Пуск АВР виконується від дії захистів трасформатора та захисту мінімальної напруги, який організовується в комірці ТН-10 кВ.

Проектом буде виконуватись прив'язка захистів вводу 10 кВ до пристроїв захисту трансформатора Т1,2 ДЗТ-11 (основний захист) та РТ40 (резервний). Оперативний струм =220 В. Шинки управління організовано в ЩПС в ЗПУ. Шинки між комірками передбачаються заводом-виробником. Проектом передбачається розділення струмових кіл захисту, обліку та вимірювання. Поріг спрацювання дискретних входів (ДВ) м/п пристроїв РЗА становить не менше 154 В, що забезпечує захист ДВ від помилкових спрацювань.

Центральна сигналізація буде передбачена на постійному оперативному струмі 220В на базі електромеханічних імпульсних реле. Для реєстрації сигналів аварійних подій на ПС використовуються внутрішні реєстратори м/п пристроїв. Також передбачається можливість підключення мікропроцесорних терміналів до локальної мережі пристроїв РЗА.

Економічне обґрунтування заміни ОД, КЗ-150 на елегазові вимикачі.

ПС 150/35/10кВ „ Н.Алексеевка ” було побудовано та введено в експлуатацію в 1980 р..

Вартість післяаварійного ремонту відокремлювача 150 кВ, з огляду на вартість обладнання, що ушкоджується при цьому, у середньому, складає близько 144 000 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	168000
Разом:		179000 грн.

Для 2 шт ОД-150 затрати складають В рем. =2 шт* 179000 = 358 000грн.

Експлуатація елегазового вимикача протягом усього терміну експлуатації не вимагає практично ніяких витрат.

Вид обслуговування	Періодичність	Сума,грн.
1.Технічне обслуговування	1 раз на рік	950
2. Поточний ремонт під-рядною ліцензованою орга-нізацією в об'ємі “В”	1 раз на 15 років	15 000

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійних відключеннях при середній пошкоджуваності відокремлювачів 150 кВ і витратах часу на ремонт одного і ліквідації одного відключення - до 24 годин.

2*24=48 годин.

1 година відключення дорівнює у середньому 1Т та 2Т до реконструкції (кожен по 25 МВА) – 45 000 кВт завантаженість 90 % від номіналу кожен.

45 000* 24 годин=1 080 000 кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 1 080 000 = 1 026 000 грн.

Середня ушкодженість іх за минулі роки – 3 раз на рік.

Таким чином, <u>В лік. =</u> 3*1 026 000 =3 078 000 грн.

<u>В експ.</u>= В рем +Влік. =358 000+3 078 000=3 436 000 грн.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює з урахуванням виконання повного комплексу робіт впродовж 2020 року:

Ток=35 000 000/ 3 436 000 = 10 років.

Таким чином, процес заміни відокремлювачів в комплекті з короткозамикачами 150 кВ на елегазові вимикачі з встановленням сучасних пристроїв захисту є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

Економічне обґрунтування заміни масляних вимикачів 35 на вакуумні.

Вартість післяаварійного ремонту при ушкодженні масляного вимикача 35 кВ, з огляду на вартість обладнання, що ушкоджується при цьому, у середньому, складає близько 140 000 грн.

Витрати на експлуатацію і післяаварійний ремонт складають:

Вид обслуговування	Періодичність	Сума,грн.
1. Поточний ремонт	1 раз на 3 роки	1800
2. Капітальний ремонт з заміною масла	1 раз на 6 років	18200
3. Післяаварійний ремонт (із заміною масла, вводів-35 кВ	за необхі-дністю	≈ 140 000
Разом:		160 000 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	550,00
2. Поточний ремонт	1 раз на 6 років	890,00
Разом:		1440 грн.

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійних відключеннях при середній пошкоджуваності вимикачів і витратах часу на ремонт одного вимикача і ліквідації одного відключення – до 24 годин.

1 година відключення дорівнює у середньому в зрошувальний сезон при повністю включених насосах зрошувальних станцій Н.Троїцького та Геніческого управління водного господарства, які живляться від 1 та 2 с.ш. 35 кВ від силових трансформаторів 1Т та 2Т (кожен по 25 МВА) – 49 000 кВт завантаженість 98 % від номіналу кожен.

49 000* 24 годин=1 176 000 кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 1 176 000 = 1 17 200 грн.

Середня ушкодженість іх за минулі роки – 4 раз на рік.

Таким чином, В лік. = 4*1 17 200 =4 468 800 грн.

В експ.= В рем +Влік. =160 000 +4 468 800=4 628 800 грн.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Ток=35 000 000 / 4 628 800 = 7 років.

Таким чином, процес заміни масляних вимикачів 35кВ типу С-35/630, що відпрацювали свій ресурс, на вакуумні вимикачі є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

ПС 150/35/10кВ «Рубановка».

В теперішній час основній мережі 150 кВ АТ „Херсонобленерго” на підстанції 150/35/10кВ „Рубановка” з 1974 року в експлуатації знаходяться два комплекта 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 комплекту запасних частин до даного типу обладнання.

При включенні КЗ-150-1Т або КЗ-150-2Т дією захисту, знеструмлюється ПЛ-150кВ “Чкалово” одна єдина живляча лінія 150 кВ до якої підключено два силових трансформатори і споживачі І та ІІ 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 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 Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 2020 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для реконструкції ВРП-150кВ з заміною ОД/КЗ-150кВ на елегазові вимикачі 150кВ в комплекті з трансформаторами струму 150кВ;
- в 2022 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для реконструкції ВРП-35кВ з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ;
- в 2023 році реконструкція ВРП-150кВ з заміною ОД/КЗ-150кВ на елегазові вимикачі 150кВ в комплекті з трансформаторами струму 150кВ;
- в 2024 році реконструкції ВРП-35кВ з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.

Економічне обґрунтування заміни ОД-150 на елегазові вимикачі та заміна тр-рів струму

ПС 150/35/10кВ „ Рубановка ” було побудовано та введено в експлуатацію в 1974 р..

Вартість післяаварійного ремонту відокремлювача 150 кВ, з огляду на вартість обладнання, що ушкоджується при цьому, у середньому, складає близько 144 000 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	168000
Разом:		179000 грн.

Для 2 шт ОД-150 затрати складають В рем. =2 шт* 179000 = 358 000грн.

Експлуатація елегазового вимикача протягом усього терміну експлуатації не вимагає практично ніяких витрат.

Вид обслуговування	Періодичність	Сума,грн.
1.Технічне обслуговування	1 раз на рік	950
2. Поточний ремонт підрядною ліцензованою організацією в об'ємі “В”	1 раз на 15 років	15 000

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійних відключеннях при середній пошкоджуваності відокремлювачів 150 кВ і витратах часу на ремонт одного і ліквідації одного відключення - до 24 годин.

2*24=48 годин.

1 година відключення дорівнює у середньому 1Т та 2Т до реконструкції (кожен по 25 МВА) – 45 000 кВт завантаженість 90 % від номіналу кожен.

45 000* 24 годин=1 080 000 кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 1 080 000 = 1 026 000 грн.

Середня ушкодженість іх за минулі роки – 4 раз на рік.

Таким чином, В лік. = 4*1 026 000 =4 104 000 грн.

В експ.= В рем +Влік. =358 000+4 104 000=4 462 000 грн.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює з урахуванням виконання повного комплексу робіт впродовж 2023 року:

Ток=22 000 000/ 4 462 000 = 5 років.

Таким чином, процес заміни відокремлювачів в комплекті з короткозамикачами 150 кВ на елегазові вимикачі з встановленням сучасних пристроїв захисту є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

Економічне обґрунтування заміни масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ

Вартість післяаварійного ремонту при ушкодженні масляного вимикача 35 кВ, з огляду на вартість обладнання, що ушкоджується при цьому, у середньому, складає близько 140 000 грн.

Витрати на експлуатацію і післяаварійний ремонт складають:

Вид обслуговування	Періодичність	Сума,грн.
1. Поточний ремонт	1 раз на 3 роки	1800
2. Капітальний ремонт з заміною масла	1 раз на 6 років	18200
3. Післяаварійний ремонт (із заміною масла, вводів-35 кВ	за необхідністю	≈ 140 000
Разом:		160 000 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	550,00
2. Поточний ремонт	1 раз на 6 років	890,00
Разом:		1440 грн.

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійних відключеннях при середній пошкоджуваності вимикачів і витратах часу на ремонт одного вимикача і ліквідації одного відключення – до 24 годин.

1 година відключення дорівнює у середньому в зрошувальний сезон при повністю включених насосах зрошувальних станцій Іванівського та В.Лепетихського управління водного господарства, які живляться від 1 та 2 с.ш. 35 кВ від силових трансформаторів 1Т та 2Т (кожен по 40 МВА) – 64 000 кВт завантаженість 80 % від номіналу кожен.

64 000* 24 годин=1 536 000 кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 1 536 000 = 1 459 200 грн.

Середня ушкодженість іх за минулі роки – 3 раз на рік.

Таким чином, В лік. = 3*1 459 200 =4 377 600 грн.

В експ.= В рем +Влік. =160 000 +4 377 600 =4 537 600 грн.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Ток=27 000 000 / 4 537 600 = 6 років.

Таким чином, процес заміни масляних вимикачів 35кВ типу С-35/630, що відпрацювали свій ресурс, на вакуумні вимикачі є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

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 інш.

На стороні 10 кВ в ЗРП-10кВ встановлено на 1, 2, 3 та 4 с.ш.-10кВ 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, 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 Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 реконструкції ЗРП-10кВ з заміною комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ сучасного типу з вакуумними вимикачами;
- в 2024 році реконструкція ЗРП-10кВ з заміною комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ сучасного типу з вакуумними вимикачами.

Економічне обґрунтування заміни комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ сучасного типу з вакуумними вимикачами.

Вартість післяаварійного ремонту при ушкодженні обладнання, з огляду на вартість обладнання, що ушкоджується при цьому, у середньому, складає близько 150 000 грн.

Витрати на експлуатацію і післяаварійний ремонт складають:

Вид обслуговування	Періодичність	Сума,грн.
1. Поточний ремонт	1 раз на 3 роки	900
2. Капітальний ремонт	1 раз на 6 років	2100
3. Післяаварійний ремонт (із заміною вимикача, трансформаторів струму, ізоляторів)	за необхідністю	150 000
Разом:		153 000 грн.

та комірок10 кВ затрати складають В рем. = 2 (секції шин 10 кВ) шт* 153 000 = 306 000грн.

Експлуатація вакуумного вимикача протягом усього терміну експлуатації не вимагає практично ніяких витрат .

Вид обслуговування	Періодичність	Сума,грн.
1.Технічне обслуговування	1 раз на рік	202,00
2. Поточний ремонт	1 раз на 6 років	510,00
Разом:		712 грн.

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійних відключеннях при середній пошкоджуваності вимикачів і витратах часу на ремонт одного вимикача і ліквідації одного відключення - 10 годин.

2*10=20 годин.

1 година відключення дорівнює у середньому від силових трансформаторів 1Т та 2Т (кожен по 25 МВА) - 47000 кВт завантаженість 95 % від номіналу кожен.

47 000* 20 годин=940 000 кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 1 520 000 = 893 000 грн.

Середня ушкодженість іх за минулі роки – 3 раз на рік.

Таким чином, В лік. = 3*893 000=2 679 000 грн.

В експ.= В рем +Влік. =150 000+2 679 000=2 839 000

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Ток=28 000 000 / 2 839 000 = 10 років.

Таким чином, процес заміни комірок 10кВ на ПС 150/35/10кВ „ Промбаза ” на комірки сучасного типу з вакуумними вимикачами, що відпрацювало свій ресурс, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

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 комплекту запасних частин до даного типу обладнання.

Встановлення 2-х елегазових вимикачів 150кВ в комплекті з трансформаторами струму (6 штук) дасть змогу уникнення знеструмлення постачальних 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 1категорії планується провести реконструкцію 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 встановлення секційного елегазового вимикача 150кВ в комплекті з трансформаторами струму 150кВ.

На підставі вищевикладеного, в Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 2020 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для реконструкції ВРП-150кВ з заміною ОД/КЗ-150кВ на елегазові вимикачі 150кВ в комплекті з трансформаторами струму 150кВ;
- в 2022 році заміна ОД/КЗ-150кВ на елегазові вимикачі 150кВ в комплекті з трансформаторами струму 150кВ.

Економічне обґрунтування заміни ОД-150 на елегазові вимикачі та заміна тр-рів струму

ПС 150/35/10кВ „ ГНС КОС ” було побудовано та введено в експлуатацію в 1973 р..

Вартість післяаварійного ремонту відокремлювача 150 кВ, з огляду на вартість обладнання, що ушкоджується при цьому, у середньому, складає близько 144 000 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	168000
Разом:		179000 грн.

Для 2 шт ОД-150 затрати складають В рем. =2 шт* 179000 = 358 000грн.

Експлуатація елегазового вимикача протягом усього терміну експлуатації не вимагає практично ніяких витрат.

Вид обслуговування	Періодичність	Сума,грн.
1.Технічне обслуговування	1 раз на рік	950
2. Поточний ремонт підрядною ліцензованою організацією в об'ємі “В”	1 раз на 15 років	15 000

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійних відключеннях при середній пошкоджуваності відокремлювачів 150 кВ і витратах часу на ремонт одного, при тому, що від одного відокремлювача по схемі включено два силових трансформатори потужністю 63 000 кВт та 25 000 кВт. Ліквідації одного відключення займає - до 24 годин.

2*24=48 годин.

1 година відключення дорівнює у середньому 1Т та 2Т до – 80 000 кВт завантаженість 90 % від номіналу кожен.

80 000* 24 годин=1 920 000 кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 1 920 000 = 1 824 000 грн.

Середня ушкодженість іх за минулі роки – 4 раз на рік.

Таким чином, В лік. = 4*1 824 000 =7 296 000 грн.

В експ.= В рем +Влік. =358 000+7 296 000=7 654 000 грн.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює з урахуванням виконання повного комплексу робіт впродовж 2022 року:

Ток=43 000 000/ 7 654 000 = 5,6 років.

Таким чином, процес заміни відокремлювачів в комплекті з короткозамикачами 150 кВ на елегазові вимикачі з встановленням сучасних пристроїв захисту є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками

ПС 150/35/6кВ «ГНС-СОС».

Згідно з проектним рішенням на ПС 150/35/6кВ “ГНС-СОС” в 1990 році встановлено комплектно-розподільчий пристрій 6 кВ з комірками типу КРН-10-У1 в кількості 6шт 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 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 150/35/6 кВ „ГНС-СОС”, 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 150/35/6 кВ „ГНС-СОС” на комірки 10кВ сучасного типу з вакуумними вимикачами.

На підставі вищевикладеного, в Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 2024 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для реконструкції ПС 150/35/6кВ "ГНС-СОС" з заміною комірок КРН-10-У1 з масляними вимикачами 10кВ на комірки 10кВ сучасного типу з вакуумними вимикачами 10кВ.

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.

Згідно з проектним рішенням на ПС 150/35/10 "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 КРУН-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 встановлення 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 э.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 Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії, а саме:

- в 2021 році реконструкція ВРУ-35кВ з встановленням БСК-35кВ;
- в 2024 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для реконструкції ПС 150/35/10кВ "Дудчино" з заміною комірок КРН-10 з масляними вимикачами 10кВ на КРПЗ-10кВ з вакуумними вимикачами 10кВ.

ПС 150/35/6кВ «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, силове обладнання. Величина струму однофазного замикання на землю залежить від сумарної емності кабельних та повітряних ліній 35кВ і необхідність встановлення 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 заземляюючої 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 заземляюючої дуги, що

сприяє відновленню діелектричних властивостей місця пошкодження і тим самим збереження якості електроенергії у споживачів.

На підставі вищевикладеного, в Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 реконструкції ПС 150/35/10кВ “Н.Троицкая” з встановленням ДГР-35кВ.

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 комплекту запасних частин до даного типу обладнання.

Встановлення 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 Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 2021 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для реконструкції ВРП-150кВ з заміною ОД/КЗ-150кВ на елегазові вимикачі 150кВ в комплекті з трансформаторами струму 150кВ;

- в 2024 році заміна ОД/КЗ-150кВ на елегазові вимикачі 150кВ в комплекті з трансформаторами струму 150кВ.

Економічне обґрунтування заміни ОД-150 на елегазові вимикачі та заміна тр-рів струму

ПС 150/35/10кВ „ Н.Тимофеевка ” було побудовано та введено в експлуатацію в 1978 р..

Вартість післяаварійного ремонту відокремлювача 150 кВ, з огляду на вартість обладнання, що ушкоджується при цьому, у середньому, складає близько 144 000 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	168000
Разом:		179000 грн.

Для 2 шт ОД-150 затрати складають В рем. =2 шт* 179000 = 358 000грн.

Експлуатація елегазового вимикача протягом усього терміну експлуатації не вимагає практично ніяких витрат.

Вид обслуговування	Періодичність	Сума,грн.
1.Технічне обслуговування	1 раз на рік	950
2. Поточний ремонт підрядною ліцензованою організацією в об'ємі “В”	1 раз на 15 років	15 000

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійних відключеннях при середній пошкоджуваності відокремлювачів 150 кВ і витратах часу на ремонт одного, при тому, що від одного відокремлювача по схемі включено два силових трансформатори потужністю 63 000 кВт та 25 000 кВт. Ліквідації одного відключення займає - до 24 годин.

2*24=48 годин.

1 година відключення дорівнює у середньому 1Т та 2Т до – 80 000 кВт завантаженість 90 % від номіналу кожен.

80 000* 24 годин=1 920 000 кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 1 920 000 = 1 824 000 грн.

Середня ушкодженість іх за минулі роки –3раз на рік.

Таким чином, В лік. = 3*1 824 000 =5 472 000 грн.

В експ.= В рем +Влік. =358 000+7 296 000=5 830 000 грн.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює з урахуванням виконання повного комплексу робіт впродовж 2024 року:

Ток=22 000 000/ 5 830 000 = 4 роки.

Таким чином, процес заміни відокремлювачів в комплекті з короткозамикачами 150 кВ на елегазові вимикачі з встановленням сучасних пристроїв захисту є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками

ПС 35/10кВ «Сухарная».

В даний час у складі ЗРП-35кВ на ПС 35/10кВ «Сухарная» на 1 та 2СШ-35кВ з 1973 року 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 центральної частини 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 «Промышленная -Карантинная-1,2» від якої заживлені ще три підстанції 35кВ (ПС 35 "Дзержинская", ПС 35 "Кошевая" та ПС 35 "Силикатная") зі споживачами І-ї категорії двох центральних районів м. Херсона заживлених від них.

За останні роки значно збільшилась кількість звернень на відсутність напруги у абонентів із-за спрацювання ОД/КЗ-35кВ на ПС 35/10кВ"Сухарная".

Для запобігання такої ситуації виникла необхідність запланувати проведення реконструкції ЗРП-35кВ шляхом встановлення вакуумних вимикачів 35 кВ в комплекті з трансформаторами струму 35кВ.

Встановлення вакуумних вимикачів 35кВ на ПС 35/10кВ"Сухарная" дасть змогу уникнення знеструмлення живлячих ліній 35кВ, що значно знизить коефіцієнт SAIDI та підвищить безпеку експлуатації обладнання та надійність розподілу електроенергії до абонентів центральної частини м.Херсона.

На сьогоднішній день розподіл електроенергії до значної кількості споживачів Шуменського м-к району м.Херсон здійснюється від ПС 35/10 кВ „Сухарная" на якій встановлено 2 силових трансформаторів типу ТДНС-10000/35.

На теперішній час силовий трансформатор 1Т має 77% завантаженості за результатами режимних замірів з врахуванням діючих «договорів на постачання електроенергії» та реалізованих і замовлених ТУ (технічних умов), що приблизно складає 7,7 МВт.

У силового трансформатора 1Т, за результатами вимірів, було виявлено, що ізоляція активної частини має критичні значення і має тенденцію до їх погіршення. Контроль параметрів силового трансформатора 1Т взято на більш частий контроль та проведено в лабораторії ООО НИЦ “ЗТЗ-СЕРВИС” аналіз масла силового трансформатора 1Т на вміст фурфурола. Перший аналіз було проведено в 2018 році та складено протокол №10/8-19657с від 10.05.2018р. і виявлено вміст фурфуролу 1800ppb. Другий аналіз було проведено в 2019 році та складено протокол №10/8-20484с від 20.02.2019р. і виявлено вміст фурфуролу 2080ppb, що свідчить про продовження процесу руйнування целюлозної ізоляції трансформатора 1Т. Враховуючи те, що силовий трансформатор знаходиться в експлуатації вже близько 46 років, відповідно до ГОСТ-11677-85 повний строк експлуатації 25 років давно сплив. Таким чином збільшена вірогідність ушкодження трансформатора 1Т, що знижує надійність експлуатації ПС 35/10 кВ „Сухарная” в цілому. Також значним фактором який впливає на стан ізоляції трансформатору є те, що підстанція виконана закритого типу і трансформатор розташовано в закритому приміщені.

Для вирішення даної проблеми планується передбачачити заміну силового тр-ра 1Т типу ТДНС-10000/35.

На підставі вищевикладеного, в Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 2019 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для заміни на ПС 35/10кВ “Сухарная” трансформатора 1Т типу ТДНС-10000/35 господарчим способом.
- в 2020 році реконструкція ПС 35/10кВ “Сухарная” з заміною силового трансформатора 1Т типу ТДНС-10000/35;
- в 2020 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для заміни на ПС 35/10кВ “Сухарная” ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ;
- в 2022 році реконструкція ПС 35/10кВ “Сухарная” з заміною ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.

ООО НИЦ «ЗТЗ-СЕРВИС»
Лаборатория испытания материалов
Тел.: (38 061) 280-28-20, e-mail: lim@ztz-service.com.ua
Свидетельство о признании технической компетенции № АВ 04-16 от 18.05.2016г.
ISO 9001:2015 Сертификат SGS HU09/4350 от 04.10.2018г.

ПРОТОКОЛ № 10/8 - **20484 с** от **20.02.2019 г.**

Проба **1902014**
Заказчик: **ТРИДЭКС**

Место установки: **П/с Сухарная (Херсоноблэнерго), Украина**
Оборудование: **трансформатор ТДНС**
Мощность: **10000 кВА** Напряжение: **35 кВ**
Заводской № **83926** Дисп. № **1Т**
Изготовитель: **ЗТЗ**
Тип защиты масла: **Б** Марка масла: -
Причина отбора: **Обследование.**
Примечания:

Дата анализа: **20.02.2019 г.**
Дата отбора: **18.02.2019 г.**
Место отбора: **Бак**
Температура масла: - °С

Наименование показателей	Единицы измерения	Результаты испытания	Метод испытания
Содержание фурфурола	ppb	2080	СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-95:2014

Испытал Стеценко О.Г.

Заключение: концентрация растворенного в масле фурфурола указывает на признаки разрушения целлюлозной изоляции.

Проверил Виноградова Ю.В.

ООО Научно-инженерный центр "ЗТЗ-СЕРВИС" ЛАБОРАТОРИЯ ИСПЫТАНИЯ МАТЕРИАЛОВ

ООО НИЦ «ЗТЗ-СЕРВИС»
Лаборатория испытания материалов
Тел.: (380 61) 280-28-20, e-mail: lim@ztz-service.com.ua
Свидетельство о признании технической компетенции № АВ 04-16 от 18.05.2016 г.

ПРОТОКОЛ № 10/8 - **19657 с** от **10.05.2018 г.**

Проба **1805026**
Заказчик: **ТРИДЭКС**

Место установки: **П/с Сухарная (Херсоноблэнерго), Украина**
Оборудование: **трансформатор ТДНС**
Мощность: **10000 кВА** Напряжение: **35 кВ**
Заводской № **83926** Дисп. № **1Т**
Изготовитель: **ЗТЗ**
Тип защиты масла: **Б** Марка масла: -
Причина отбора: **Обследование.**
Примечания:

Дата анализа: **08.05.2018 г.**
Дата отбора: **04.05.2018 г.**
Место отбора: **Бак**
Температура масла: - °С

Наименование показателей	Единицы измерения	Результаты испытания	Метод испытания
Содержание фурфурола	ppb	1800	СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-95:2014

Испытал Помитий Е.В.

Заключение: концентрация растворенного в масле фурфурола указывает на признаки разрушения целлюлозной изоляции.

Проверил Виноградова Ю.В.

ООО Научно-инженерный центр "ЗТЗ-СЕРВИС" ЛАБОРАТОРИЯ ИСПЫТАНИЯ МАТЕРИАЛОВ

Економічне обґрунтування заміни силового тр-ру 1Т типу ТДНС-1000/35 на ТДНС-1000/35.

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійному відключені яке може статися в будь який час і витратах часу на заміну силового трансформатора потрібно 5 діб.

5*24=120 годин.

1 година відключення дорівнює у середньому по 1Т (10 МВА) – 9 000 кВт завантаженість майже 90 % від номіналу.

9 000* 120 годин=1 080 000 кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 1 080 000 = 1 026 000 грн.

Для постійного контролю стану ізоляції трансформатору виникає необхідність у проведені вимірів трансформатора. Виїзд бригади Служби ізоляції коштує компанії 1185,89 грн.

Загальгі витрати на вимірювання за рік складають:

В рем = 1 185,89 * 2рази * 60 днів =142 306,8 грн.

В експ.= В рем +Влік. =142 306,8 + 1 026 000= 1 168 306,8

При вартості нового силового трансформатора типу ТДНС-1000/35 термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

Ток = 8 500 000 / 1 168 306,8 = 7 років.

Таким чином, процес заміни силового трансформатора 1Т типу ТДНС-10000/35, що відпрацював свій ресурс, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

Економічне обґрунтування заміни ОД-35 КЗ-35 на вакуумні вимикачі 35 кВ

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійному відключені та післяаварійного ремонту відокремлювача 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 2 шт ОД-35 затрати складають В рем. =2 шт* 88 000 = 176 000грн.

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 (10 МВА) – 9 000 кВт завантаженість майже 90 % від номіналу.

9 000* 12 годин=108 000 кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 108 000 = 102 600 грн.

Середня ушкодженість іх за минулі роки – 3 раз на рік.

Таким чином, В лік. = 3*102 600 =307 800 грн.

В експ.= В рем +Влік. =176 000 + 307 800 = 403 800

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

Ток=5 600/ 403 800 = 13 років.

Таким чином, процес заміни відокремлювачів в комплекті з короткозамикачами 35 кВ на вакуумні вимикачі з встановленням сучасних пристроїв захисту є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

ПС 35/6кВ «Островная».

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 35/10кВ „Островная” експлуатуються вже 53-и роки та мають моральний і фізичний знос, що недопустимо згідно ПТЕ та інших нормативних документів.

Встановлення 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 забезпечені якості електроенергії споживачам на стороні 6 кВ.

На підставі вищевикладеного, в Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 2021 році реконструкція з заміною силового трансформатора 1Т 10МВ*А;
- в 2021 році реконструкція ПС 35/6кВ “Островная” з заміною ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.

Економічне обґрунтування заміни силового тр-ра 1Т 10 МВ*А

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійному відключені яке може статися в будь який час і витратах часу на заміну силового трансформатора потрібно 5 діб.

5*24=120 годин.

1 година відключення дорівнює у середньому по 1Т (10 МВА) – 8 000 кВт завантаженість майже 80 % від номіналу.

8 000* 120 годин=960 000 кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 1 680 000 = 912 000 грн.

Для постійного контролю стану ізоляції трансформатору виникає необхідність у проведені вимірів трансформатора. Виїзд бригади Служби ізоляції коштує компанії 1185,89 грн.

Загальгі витрати на вимірювання за рік складають:

В рем = 1 185,89 * 2рази * 60 днів =142 306,8 грн.

В експ.= В рем +Влік. =142 306,8 + 912 000= 1 054 306,8

При вартості нового силового трансформатора типу ТДНС-1000/35 термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

Ток = 9 000 000/ 1 054 306,8 = 8 років.

Таким чином, процес заміни силового трансформатора 1Т типу ТДНС-10000/35, що відпрацював свій ресурс, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

Економічне обґрунтування заміни ОД-35 КЗ-35 на вакуумні вимикачі 35 кВ

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійному відключені та післяаварійного ремонту відокремлювача 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 2 шт ОД-35 затрати складають В рем. =2 шт* 88 000 = 176 000грн.

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 (10 МВА) – 9 000 кВт завантаженість майже 90 % від номіналу.

9 000* 12 годин=108 000 кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 108 000 = 102 600 грн.

Середня ушкодженість іх за минулі роки – 4 раз на рік.

Таким чином, <u>В лік. =</u> 4*102 600 =410 400 грн.

<u>В експ.</u>= В рем +Влік. =176 000 + 410 400 = 586 400 грн.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

Ток=5 600 000/ 586 400 = 9 років.

Таким чином, процес заміни відокремлювачів в комплекті з короткозамикачами 35 кВ на вакуумні вимикачі з встановленням сучасних пристроїв захисту є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

ПС 35/6кВ «Бетонверфь».

В даний час у складі ВРП-35кВ на ПС 35/6кВ «Бетонверфь» на 1 та 2СШ-35кВ вже напротязі 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 І-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”.

Встановлення 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 Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 2021 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для реконструкції ПС 35/6кВ "Бетонверфь" з заміною ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.
- в 2023 році реконструкція ПС 35/6кВ "Бетонверфь" з заміною ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ.

Економічне обґрунтування заміни ОД-35 КЗ-35 на вакуумні вимикачі 35 кВ

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійному відключені та післяаварійного ремонту відокремлювача 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 2 шт ОД-35 затрати складають В рем. =2 шт* 88 000 = 176 000грн.

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 (6,3 МВА кожен) – 11 340 кВт завантаженість майже 95 % від номіналу.

11 340* 12 годин=136 080 кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 108 000 = 129 276 грн.

Середня ушкодженість іх за минулі роки – 4 раз на рік.

Таким чином, В лік. = 4*129 276=517 104 грн.

В експ.= В рем +Влік. =176 000 + 517 104 = 693 104 грн.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

Ток=8 500 000/ 693 104 = 12 років.

Таким чином, процес заміни відокремлювачів в комплекті з короткозамикачами 35 кВ на вакуумні вимикачі з встановленням сучасних пристроїв захисту є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

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 Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 реконструкції ПС 35/6кВ "Заводская" з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ в комплекті з трансформаторами струму 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 48-ми років та має критичні значення параметрів ізоляції за результатами вимірів і має тенденцію до їх погіршення, вимірювання його параметрів взято на учащенний контроль. ПБВ на даному трансформаторі пошкоджений та зашунтований, що унеможливлює 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 трансформатору без перезаживлення 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 34-х років, має критичні значення параметрів ізоляції за результатами вимірів і має тенденцію до їх погіршення, вимірювання його параметрів взято на учащенний контроль. При максимальних навантаженнях по стороні НН, потужність даного трансформатора не дозволяє заживити споживачів 2-х секцій 6кВ при виводі в ремонт другого трансформатору без перезаживлення 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 трансформатор 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 в плані розвитку на 2017 рік згідно режимних замірів було зазначено навантаження майже під номінальну потужність кожного трансформатору, 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 послідуючи та попередні роки такі навантаження не фіксувалися, так як було проведено часткову реконструкцію мережі 6 кВ шляхом заміни більш пошкоджуємих КЛ-6 в цьому вузлі.

На підставі вищевикладеного, в Програмі перспективного розвитку

електричних мереж 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 2021 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для реконструкції ПС 35/6кВ "Кошевая" з заміною силових трансформаторів 1Т та 2Т типу ТМ-6300/35;
- 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.

Економічне обґрунтування заміни силових тр-рів 1Т та 2Т 6,3 МВ*А

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійному відключені яке може статися в будь який час і витратах часу на заміну силового трансформатора потрібно 5 діб.

5*24=120 годин.

1 година відключення дорівнює у середньому по 1Т та 2Т (6,3 МВА кожен) – 11 970 кВт завантаженість майже 95 % від номіналу.

11 970* 120 годин=1 436 400 кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 1 436 400 = 1 364 580 грн.

Для постійного контролю стану ізоляції трансформатору виникає необхідність у проведені вимірів трансформатора. Виїзд бригади Служби ізоляції коштує компанії 1185,89 грн.

Загальгі витрати на вимірювання за рік складають:

В рем = 1 185,89 * 2рази * 60 днів =142 306,8 грн.

В експ.= В рем +Влік. =142 306,8 + 1 364 580= 1 506 886,8

При вартості нового силового трансформатора типу ТМН-6300/35 термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

Ток = 9 000 000/ 1 506 886,8 = 6 років.

Таким чином, процес заміни силового трансформатора 1Т типу ТМН-6300/35, що відпрацював свій ресурс, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

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 10кВ не можливо із-за відсутності повного переліку номінклатури 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 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 Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 реконструкція ПС 35/6кВ “Оч.сооружения” з заміною комірок КРУН-6кВ з масляними вимикачами на КРПЗ-6кВ з вакуумними вимикачами згідно розробленого проекту ТОВ «ТОПЕНЕРГОПРОЕКТ» від 2017 року.

Економічне обґрунтування заміни комірок КРУ-6 на КРПЗ-6кВ

Вартість післяаварійного ремонту при ушкодженні обладнання, з огляду на вартість обладнання, що ушкоджується при цьому, у середньому, складає близько 150 000 грн.

Витрати на експлуатацію і післяаварійний ремонт складають:

Вид обслуговування	Періодичність	Сума,грн.
1. Поточний ремонт	1 раз на 3 роки	900
2. Капітальний ремонт	1 раз на 6 років	2100
3. Післяаварійний ремонт (із заміною вимикача, транс-форматорів струму, ізоля-	за необхі-дністю	150 000

торів)		
Разом:		153 000 грн.

та КРУ-6 затрати складають В рем. = 2 (секції шин 10 кВ) шт* 153 000 = 306 000грн.

Експлуатація вакуумного вимикача протягом усього терміну експлуатації не вимагає практично ніяких витрат .

Вид обслуговування	Періодичність	Сума,грн.
1.Технічне обслуговування	1 раз на рік	202,00
2. Поточний ремонт	1 раз на 6 років	510,00
Разом:		712 грн.

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійних відключеннях при середній пошкоджуваності вимикачів і витратах часу на ремонт одного вимикача і ліквідації одного відключення - 10 годин.

2*10=20 годин.

1 година відключення дорівнює у середньому від силових трансформаторів 1Т та 2Т (кожен по 10 МВА) – 8 500 кВт завантаженість 85 % від номіналу кожен.

8 500* 20 годин=170 000 кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 170 000 = 161 500 грн.

Середня ушкодженість іх за минулі роки – 3 раз на рік.

Таким чином, В лік. = 4*161 500 =646 000 грн.

В експ.= В рем +Влік. =150 000+646 000 =796 000

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Ток=12 000 000 / 796 000 = 15 років.

Таким чином, процес заміни КРУН-6кВ на ПС 35/6кВ „ Оч.Сооружения ” на КРПЗ-6кВ, що відпрацювало свій ресурс, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

ПС 35/6кВ «Консервная».

На даний час у складі ВРП-35кВ на ПС 35/6кВ «Консервная» близько 50 років експлуатуються 2 ввідних масляних вимикачів 35кВ типу ВМ-35/600 які мають значний механічний знос, що знижує надійність експлуатації даної ПС та надійність розподілу електроенергії центральної частини м.Херсона 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 ПУЄ, АТ „Херсонобленерго” планує виконати заміну масляних вимикачів 35кВ на ПС 35/6кВ „Консервная” на вакуумні вимикачі 35кВ в комплекті з трансформаторами струму 35кВ.

На ПС 35/6 кВ „Консервная” встановлено силовий трансформатор (диспетчерське найменування 1Т) типу ТМН-7500/35 1963 року виготовлення.

Даний трансформатор експлуатується впродовж 56-ти років та має критичні значення параметрів ізоляції за результатами вимірів і має тенденцію до їх погіршення, вимірювання його параметрів взято на учащенний контроль. Привід РПН на даному трансформаторі пошкоджений та розукомплектований, що унеможливлює 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 трансформатору без перезаживлення 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 теперішній час силовий трансформатор 1Т має 90% завантаженості за результатами режимних замірів з врахуванням діючих «договорів на постачання електроенергії» та реалізованих і замовлених ТУ (технічних умов), що приблизно складає 6,8 МВт. В тому числі існують договори зі споживачами з великими дозволеними потужностями такими як: ПАТ " Індустріальна скляна компанія ", ТОВ"УКРАЇНСЬКИЙ СИЛІКАТ ", ТОВ"Херсонтара" загальною потужністю понад 9,7 МВт.

На підставі вищевикладеного, в Програмі перспективного розвитку електричних мереж АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для поліпшення технічного стану 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 2021 році реконструкція ПС 35/6кВ „Консервная” з заміною силового трансформатора 1Т 10МВ*А;
- в 2021 році реконструкція ВРП-35кВ з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ в комплекті з трансформаторами струму 35кВ.

Економічне обґрунтування заміни силового тр-ра 1Т 10 МВ*А

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійному відключені яке може статися в будь який час і витратах часу на заміну силового трансформатора потрібно 8 діб за складних умов пі'дїзду та розвантаження трансформатора.

8*24=192 годин.

1 година відключення дорівнює у середньому по 1Т (10 МВА) – 9 000 кВт завантаженість майже 90 % від номіналу.

9 000* 192 годин=1 080 000 кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 1 080 000 = 993 000 грн.

Для постійного контролю стану ізоляції трансформатору виникає необхідність у проведені вимірів трансформатора. Виїзд бригади Служби ізоляції коштує компанії 1185,89 грн.

Загальгі витрати на вимірювання за рік складають:

В рем = 1 185,89 * 2рази * 60 днів =142 306,8 грн.

В експ.= В рем +Влік. =142 306,8 + 993 000= 1 135 306,8

При вартості нового силового трансформатора типу ТДНС-1000/35 термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

Ток = 10 000 000/ 1 135 306,8 = 8 років.

Таким чином, процес заміни силового трансформатора 1Т типу ТДНС-10000/35, що відпрацював свій ресурс, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

Економічне обґрунтування заміни МВ-35 на вакуумні вимикачі 35 кВ

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійному відключені та післяаварійного ремонту відокремлювача 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 2 шт ОД-35 затрати складають В рем. =2 шт* 88 000 = 176 000грн.

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 (10 МВА) – 9 000 кВт завантаженість майже 90 % від номіналу.

9 000* 12 годин=108 000 кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 108 000 = 102 600 грн.

Середня ушкодженість іх за минулі роки – 4 раз на рік.

Таким чином, В лік. = 4*102 600 =410 400 грн.

В експ.= В рем +Влік. =176 000 + 410 400 = 586 400 грн.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

Ток=5 600/ 586 400 = 9 років.

Таким чином, процес заміни відокремлювачів в комплекті з короткозамикачами 35 кВ на вакуумні вимикачі з встановленням сучасних пристроїв захисту є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

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.

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 Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 реконструкції ВРП-35кВ з заміною масляних вимикачів 35кВ на вакуумні вимикачі 35кВ в комплекті з трансформаторами струму 35кВ.

ПС 35/10кВ «Белозерская».

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 Програмі перспективного розвитку електричних мереж АТ "Херсонобленерго" передбачається комплекс заходів для компенсації реактивної потужності на ПС 35/10кВ "Белозерская", 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 2020 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для реконструкції ПС 35/10кВ "Белозерская" з встановленням УКРП-10кВ.
- в 2022 році реконструкція ПС 35/10кВ "Белозерская" з встановленням УКРП-10кВ.

Розрахунки термінів окупності щодо встановлення УКРП вказано в розділі "13. Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності" у пункті "Економічний ефект від впровадження УКРП".

ПС 35/10кВ «Молодежная».

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 Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 2020 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для реконструкції ПС 35/10кВ "Молодежная" з встановленням УКРП-10кВ.

- в 2022 році реконструкція ПС 35"Молодежная" з встановленням УКРП-10.

Розрахунки термінів окупності щодо встановлення УКРП вказано в розділі "13. Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності" у пункті "Економічний ефект від впровадження УКРП".

ПС 35/10кВ «Скадовская».

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 Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 втрат електроенергії: а саме:

- в 2020 році реконструкції ПС 35/10кВ "Скадовская" з встановленням УКРП-10кВ.

Розрахунки термінів окупності щодо встановлення УКРП вказано в розділі "13. Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності" у пункті "Економічний ефект від впровадження УКРП".

ПС 35/10/6кВ «Каховская».

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.

Враховуючи те що ПС 35/10-6кВ “Каховская” живить переважну більшість абонентів м.Каховка, серед яких є споживачі 1 та 2 категорій, виникла необхідність підвищення надійності експлуатації шляхом реконструкції ПС 35/10/6кВ "Каховская" з встановленням 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». Встановлення 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 обладнанняна ВРП-35кВ ПС 35/10-6кВ “Каховская” 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 унеможливлює відновлення повноцінної роботоспроможності даних комутаційних апаратів.

Також звернувши 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 продольні та поперечні тріщини, кабельні канали які не відповідають вимогам НТД, тощо.

На підставі вищевикладеного, в Програмі перспективного розвитку електричних мереж АТ “Херсонобленерго” передбачається комплекс заходів для компенсації реактивної потужності на ПС 35/6-10кВ “Каховская”, 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 2020 році реконструкція ПС 35/6-10кВ “Каховская” з встановленням УКРП-6кВ;

- в 2022 році реконструкція ВРП-35кВ ПС 35/6-10кВ “Каховская”.

Розрахунки термінів окупності щодо встановлення УКРП вказано в розділі “13. Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності” у пункті

“Економічний ефект від впровадження УКРП”.

Економічне обґрунтування реконструкція ВРП-35

Беручі до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при пошкоджені кріплення гірлянд на 1 с.ш. чи 2 с.ш. 35 кВ в колі приєднань 1 сш. або 2 с.ш. від яких заживлено по два силвих трансформатори по 10 та 6,3 МВА, або руйнуванні портальної частини, може статися знеструмлення ПС 35 «Каховская» з непередбачювальними витратами часу ліквідації одного відключення які можуть складати до 24 годин.

Враховуючи відсутність мережі резервування ПС як по класу напруги 35 кВ так і по 6-10 кВ кВ, недовідпуск приблизно складатиме 15 000 кВт.

15 000 * 24 годин=360 000 кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 360 000 = 342 000 грн.

Вартість після аварійного ремонту масляних вимикачів 35 кВ типу ВТ-35, з огляду на вартість обладнання, що ушкоджується при цьому, у середньому, складає близько 320 000 грн.

Витрати на експлуатацію і післяаварійний ремонт складають:

Вид обслуговування	Періодичність	Сума,грн.
1. Поточний ремонт	1 раз на 3 роки	1800
2. Капітальний ремонт з заміною масла	1 раз на 6 років	52 200
3. Післяаварійний ремонт (із заміною масла, вводів-35 кВ	за необхі-дністю	≈ 320 000
Разом:		374 000 грн.

Враховуючи, що на ПС встановлено 7 шт масляних вимикачів 35 кВ типу ВТ-35 В та в середньому за рік приходиться виконувати міжремонтні капітальні роботи з відновлення роботоспроможності цих вимикачів та склало 4 шт за минулий рік, то В рем. =4 шт* 374 000 = 1 496 000 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	550,00
2. Поточний ремонт	1 раз на 6 років	890,00
Разом:		1440 грн.

В експ.= В рем +Влік. =1 496 000+342 000 =1 838 000 грн.
Ток = 22 000 000/ 1 838 000 = 11 років.

Таким чином, процес реконструкції ПС 35 «Каховская»із заміною порталів ВРУ-35кВ підстанції є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

ПС 35/10кВ «Счастливцево».

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 Програмі перспективного розвитку електричних мереж АТ "Херсонобленерго" передбачається комплекс заходів для компенсації реактивної потужності на ПС 35/10кВ "Счастливцево", 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 2021 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для реконструкції ПС 35/10кВ "Счастливцево" з встановленням УКРП-10кВ.
- в 2023 році реконструкція ПС 35/10кВ "Счастливцево" з встановленням УКРП-10кВ.

Розрахунки термінів окупності щодо встановлення УКРП вказано в розділі "13. Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності" у пункті "Економічний ефект від впровадження УКРП".

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 Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 втрат електроенергії: а саме:

- в 2021 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для реконструкції ПС 35/10кВ "Н.Серогозская" з встановленням УКРП-10кВ.

- в 2023 році реконструкція ПС 35/10кВ "Н.Серогозская" з встановленням УКРП-10кВ.

Розрахунки термінів окупності щодо встановлення УКРП вказано в розділі "13. Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності" у пункті "Економічний ефект від впровадження УКРП".

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 ВПГ-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 Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 реконструкції 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 «Чаплынская».

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 Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 2023 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для реконструкції ПС 35/10кВ “Чаплынская” з встановленням УКРП-10кВ.

Розрахунки термінів окупності щодо встановлення УКРП вказано в розділі “13. Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності” у пункті “Економічний ефект від впровадження УКРП”.

ПС 35/10кВ «Каланчакская».

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 Програмі перспективного розвитку електричних мереж АТ "Херсонобленерго" передбачається комплекс заходів для компенсації реактивної потужності на ПС 35/10кВ "Каланчакская", 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 розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для реконструкції ПС 35/10кВ "Каланчакская" з встановленням УКРП-10кВ;

- в 2024 році реконструкція ПС 35/10кВ "Каланчакская" з встановленням УКРП-10кВ.

Розрахунки термінів окупності щодо встановлення УКРП вказано в розділі "13. Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності" у пункті "Економічний ефект від впровадження УКРП".

ПС 35/10кВ «Ж.Порт».

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 Програмі перспективного розвитку електричних мереж АТ "Херсонобленерго" передбачається комплекс заходів для компенсації реактивної потужності на ПС 35/10кВ "Ж.Порт", 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 2023 році розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для реконструкції ПС 35/10кВ "Ж.Порт" з встановленням УКРП-10кВ.

Розрахунки термінів окупності щодо встановлення УКРП вказано в розділі "13. Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності" у пункті "Економічний ефект від впровадження УКРП".

ПС 35/10кВ «Ивановка».

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 Програмі перспективного розвитку електричних мереж АТ "Херсонобленерго" передбачається комплекс заходів для компенсації реактивної потужності на ПС 35/10кВ "Івановка",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 розробка проектно-кошторисної документації (ПКД) для реконструкції ПС 35/10кВ "Івановка" з встановленням УКРП-10кВ;

- в 2024 році реконструкція ПС 35/10кВ "Івановка" з встановленням УКРП-10кВ.

Розрахунки термінів окупності щодо встановлення УКРП вказано в розділі "13. Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності" у пункті "Економічний ефект від впровадження УКРП".

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 учащенний 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 вводиця в роботу лише при створені ремонтних режимів в мережі 10 кВ в даному вузлі.

На теперішній час сумарне навантаження на шинах 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 Програмі перспективного розвитку електричних мереж АТ "Херсонобленерго" передбачається комплекс заходів для компенсації реактивної потужності 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 реконструкція ПС 35/10кВ "Заря" з заміною силового трансформатора 1Т, ТАМ-5600 МВ*А.

Економічне обґрунтування заміни силового тр-ра 1Т 5,6 МВ*А

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійному відключені яке може статися в будь який час і витратах часу на заміну силового трансформатора потрібно 8 діб за складних умов пі'дїзду та розвантаження трансформатора.

8*24=192 годин.

1 година відключення дорівнює у середньому по 1Т (5,6 МВА) – 5 000 кВт завантаженість майже 90 % від номіналу.

5 000* 192 годин=960 000 кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 960 000 = 912 000 грн.

Для постійного контролю стану ізоляції трансформатору виникає необхідність у проведені вимірів трансформатора. Виїзд бригади Служби ізоляції коштує компанії 1185,89 грн.

Загальгі витрати на вимірювання за рік складають:

В рем = 1 185,89 * 2рази * 60 днів =142 306,8 грн.

В експ.= В рем +Влік. =142 306,8 + 912 000= 912 306,8

При вартості нового силового трансформатора типу ТАМ-5600/35 термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

Ток = 10 000 000/ 912 306,8 = 11 років.

Таким чином, процес заміни силового трансформатора 1Т типу ТАМ-5600/35, що відпрацював свій ресурс, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

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 Програмі перспективного розвитку електричних мереж 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 реконструкції ПС 35/10кВ “В.Лепетихская” з встановленням УКРП-10кВ.

Розрахунки термінів окупності щодо встановлення УКРП вказано в розділі “13. Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності” у пункті “Економічний ефект від впровадження УКРП”.

Загальні положення розрахунку економічного ефекту.

Розрахунок економічного ефекту від впровадження заходів „Програми розвитку 2020-2024 р.” АТ „Херсонобленерго” 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 „Програми розвитку” на 2020-2024 р. є необхідність забезпечення надійного та якісного розподілу електроенергії до споживачів м.Херсон та Херсонської області. До „Програми розвитку” на 2020-2024 р. було включено обсяги робіт з реконструкції обєктів 35-150 кВ, які потребують повної заміни або реконструкці виключно за своїм технічним станом, що підтверджується відповідними актами технічного стану.

На підставі поняття економічного ефекту 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:

Т ок.=Кзаг/Е заг, де

К заг.- загальний обсяг капіталовкладень, передбачний інвестиційною програмою;

Е заг. – сукупний економічний ефект від впровадження заходу

22.3 Релейний захист та автоматика ПС-150/35/10кВ "Дудчино" Реконструкція РЗА з встановленням на ПЛ-150 кВ захистів ДФЗ та комплектів ВЧ – обробки

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 “ПС-330 Каховская” - “Дудчино” - “Новотроицкая” - “Партизаны”. Основним навантаженням ПС-150 «Дудчино», особливо в літній період, є насосні станції, які забезпечують зрошення сільського господарства Каховського регіону Херсонської області.

До теперішнього часу повітряні транзитні лінії 150кВ, які підключені до ВРУ-150кВ ПС-330кВ “Н.Каховская”, і знаходяться у власності АТ "Херсонобленерго", були укомплектовані морально застарілими електромеханічними пристроями релейного захисту типу ЭПЗ-1636 та ЭПЗ-624-64, встановленими на ПС-330кВ “Н.Каховская”, і які використовувались в якості основних захистів ПЛ-150кВ. Ці панелі захистів мають відносну селективність, невисоку точність спрацювання, і з цієї причини мають можливість іноді спрацьовувати хибно. До того ж ці панелі захистів не мають елементів відображення поточних величин струмів, напруг, в них відсутні будь які пристрої діагностування справності окремих функціональних блоків.

В даний час на ПС-330кВ “Н.Каховская” у відповідності до проекту реконструкції, який відповідає вимогам сучасних НТД, виконано заміну застарілих типів пристроїв РЗА на сучасні мікропроцесорні пристрої, включно з пристроями диференційно - фазних захистів (ДФЗ) по всіх ПЛ-150кВ, що живляться від ПС-330кВ “Н.Каховская”. Диференційно — фазний захист має абсолютну селективність, тобто спроможний виділити і відключити тільки пошкоджену ділянку транзитної ПЛ-150кВ. Повний комплект ДФЗ включає 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. З боку ПС-330кВ “Н.Каховская” такі напівкомплекти ДФЗ в даний час вже змонтовані і підготовлені до роботи, але їх неможливо ввести в роботу через відсутність аналогічної апаратури з боку підстанцій 150кВ АТ «Херсонобленерго».

Один напівкомплект 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.

Крім того, є потреба в забезпеченні транзиту 150кВ “ПС-330 Каховская” - “Дудчино” - “Новотроицкая” - “Партизаны” основними диференційно — фазними захистами по всіх ділянках цього транзиту.

Для забезпечення вводу в роботу повноцінних основних захистів ДФЗ по транзиту 150кВ “ПС-330 Каховская” - “Дудчино” - “Новотроицкая”, АТ «Херсонобленерго» в 2015 році замовило і отримало проект «ПС 150/35/10 кВ «Дудчино»». Реконструкція РЗА з встановленням на ПЛ-150 кВ захистів ДФЗ та комплектів ВЧ-обробки».

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання АТ «Херсонобленерго», викладених в цій Програмі, на 2020 рік заплановано реалізацію виконання робіт згідно вказаного проекту - встановлення напівкомплектів ДФЗ на ПС-150кВ «Дудчино» по ПЛ-150кВ «Каховская-330» та ПЛ-150кВ «Новотроицкая».

Заплановані витрати коштів на 2020 рік 2 750 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Ціна 1 комплекту	1 375 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	4
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	6 днів
Склад бригади	5 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Витрати на ремонт за рік	50 тис. грн.
Відстань до ПС	2*106 км.
Ціна 1 літра палива	32 грн
Середня ЗП водія	150 грн./ день

Розрахунок:

Витрати на паливо:

212 км ×24 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 910,8 л.

910,8 × 32 = 29 144,06 грн.

ЗП працівників:

250 × 24(днів) × 5(кількість працівників) = 30 000 грн.

ЗП водія:

150 × 24 (днів) = 3 600 грн.

ЗП разом:

3600 + 30000 = 33 600 грн.

Сума витрат:

50000 + 29 144,06 + 33 600 =112744,1 грн.

Термін окупності:

1375 / 112,74 = 12,2 року.

ПС-150/35/10 кВ «Новотроицкая»
Реконструкція РЗА з встановленням на ПЛ-150кВ «Дудчино» захисту ДФЗ та комплекту ВЧ - обробки

ПС-150/35/10кВ «Новотроицкая» (інв№ 013239) – двох-трансформаторна 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 «Новотроицкая» - це вузлова підстанція, яка включена в транзит 150кВ “ПС-330 Каховская” - “Дудчино” - “Новотроицкая” - “Партизаны”.

До шин 150кВ крім транзитних ПЛ-150кВ “Дудчино” та ПЛ-150кВ “Партизаны” підключені п'ять ПЛ-150кВ: ПЛ-150кВ Овер'яновская ВЕС і ПЛ-150кВ Новотроицкая ВЕС, з підключеними до них вітровими станціями по 80МВА кожна, та ПЛ-150кВ Н.Алексеевка, ПЛ-150 Н.Тимофеевка-1, ПЛ-150 Н.Тимофеевка-2.

З метою забезпечення вводу в роботу повноцінних основних захистів ДФЗ по транзиту 150кВ “ПС-330 Каховская” - “Дудчино” - “Новотроицкая”, АТ «Херсонобленерго» в 2015 році замовило і отримало проект «ПС 150/35/10 кВ «Новотроицкая». Реконструкція РЗА з встановленням на ПЛ-150 кВ «Дудчино» захисту ДФЗ та комплекту ВЧ-обробки».

Крім того, на ПС-330кВ “Н.Каховская” у відповідності до проекту реконструкції, який відповідає вимогам сучасних НТД, виконано заміну застарілих типів пристроїв РЗА на сучасні мікропроцесорні пристрої, включно з пристроями диференційно - фазних захистів (ДФЗ) по всіх ПЛ-150кВ, що живляться від ПС-330кВ “Н.Каховская”. З боку ПС-330кВ “Н.Каховская” такі напівкомплекти ДФЗ в даний час вже змонтовані і підготовлені до роботи, але їх неможливо ввести в роботу через відсутність аналогічної апаратури з боку підстанцій 150кВ АТ «Херсонобленерго». Для двосторонньої реалізації вводу в експлуатацію основних диференційно — фазних захистів по всіх ділянках цього транзиту АТ «Херсонобленерго» заплановано встановлення напівкомплектів ДФЗ на ПС-150кВ «Дудчино» - по ПЛ-150 “Каховская-330”, та ПЛ-150 “Новотроицкая”.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання АТ «Херсонобленерго», викладених в цій Програмі, на 2020 рік заплановано реалізацію проекту «ПС 150/35/10 кВ «Новотроицкая»». Реконструкція РЗА з встановленням на ПЛ-150 кВ «Дудчино» захисту ДФЗ та комплекту ВЧ-обробки».

Заплановані витрати коштів на 2020 рік 1 850 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 комплекту	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 км × 30 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 1933,2 л.

1933,2 × 32 = 61862,4 грн.

ЗП працівників:

250 × 30(днів) × 4(кількість працівників) = 30 000 грн.

ЗП водія:

150 × 30 (днів) = 4 500 грн.

ЗП разом:

4500 + 30000 = 34 500 грн.

Сума витрат:

50000 + 61862,4 + 34 500 =146362,4 грн.

Термін окупності:

1 875,0 / 146,36 = 12,6 року.

ПС-150/35/10 кВ «Новотроицкая»
Реконструкція РЗА з встановленням на ПЛ-150кВ «Партизаны» захисту ДФЗ та комплекту ВЧ - обробки:

ПС-150/35/10кВ «Новотроицкая» (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 «Новотроицкая» - це вузлова підстанція, яка включена в транзит 150кВ “ПС-330 Каховская” - “Дудчино” - “Новотроицкая” - “Партизаны”.

До шин 150кВ крім транзитних ПЛ-150кВ “Дудчино” та ПЛ-150кВ “Партизаны” підключені п'ять ПЛ-150кВ: ПЛ-150кВ Оверьяновская ВЕС і ПЛ-150кВ Новотроицкая ВЕС, 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» укомплектована 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 Овер'яновская ВЕС і ПЛ-150кВ Новотроицкая ВЕС 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 «Новотроицкая» такий вид захистів як диференційно - фазний захист не був передбачений проектом.

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.

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 2020 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 2022 рік - виконання робіт з монтажу і налагодження ДФЗ за цим проектом.

Заплановані витрати коштів на 2020 рік для виконання ПКД: 200 тис.грн.

Заплановані витрати коштів на 2022 рік для реалізації проекту:
1 850 тис.грн.

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 км × 30 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 1933,2 л.

1933,2 × 32 = 61862,4 грн.

ЗП працівників:

250 × 30(днів) × 4(кількість працівників) = 30 000 грн.

ЗП водія:

150 × 30 (днів) = 4 500 грн.

ЗП разом:

4500 + 30000 = 34 500 грн.

Сума витрат:

50000 + 61862,4 + 34 500 =146362,4 грн.

Термін окупності:

1 850,0 / 146,36 = 12,6 року.

ПС-150/35/10 кВ «Цюрупинская»
Реконструкція РЗА з встановленням на ПЛ-150кВ захистів ДФЗ з комплектами ВЧ — обробки

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. 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 району Херсонської області.

ПС-150/35/10кВ «Цюрупинская» включена в послідовність повітряних ліній 150кВ «Каховская-330 — Цюрупинская — Чулаковская — Винорадовская — Каховская-330», з нормальним розривом на секційному роз'єднувачі СР-150-1 між 1СШ-150кВ і 2СШ-150кВ ПС-150/35/10кВ «Чулаковская».

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 «Винорадовская» і до шин 150кВ ПС-150/35/10кВ «Чулаковская». Але в даний час замкнення вказаного транзиту ПЛ-150кВ неможливе через відсутність будь — яких захистів по ПЛ-150кВ на всіх ПС-150кВ цього транзиту.

З метою забезпечення можливості замкнення вказаного транзиту ПЛ-150кВ «Каховская-330 — Цюрупинская — Чулаковская — Винорадовская —

Каховская-330» необхідно встановити на кожній дільниці ПЛ-150кВ основні захисти типу ДФЗ, для чого АТ «Херсонобленерго» запланувало наступні заходи:

1. На ПС-150 кВ Винорадовская у 2018 році розпочато реалізацію проекту ТОВ НТПЦ "Київенергомережпроект" "Реконструкція ПС-150/35/10 кВ "Винорадовская" згідно Інвестиційної програми Товариства 2018 року. В склад проекту входить реконструкція пристроїв РЗА мережі 150 кВ з встановленням резервних захистів, та основних захистів ДФЗ ПЛ-150 кВ "Каховская-330" та ПЛ-150 кВ "Чулаковская" типу Діамант L031 в комплекті з ВЧ - каналами в обох лініях. Повне закінчення робіт за даним проектом заплановано у 2019 році.

2. На ПС-150 кВ "Чулаковская" ТОВ «ПРОЕНЕРДЖІ» виконує 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 Енерджі". Згідно вказаного проекту на ПС 150кВ «Чулаковская» планується встановити секційний вимикач 150кВ та лінійні вимикачі 150 кВ для ПЛ- 150 кВ "Винорадовская" та ПЛ-150 кВ "Цюрупинская". Лінійні вимикачі 150 кВ комплектуються резервними захистами, та основними захистами ДФЗ ПЛ-150 кВ "Винорадовская" та ПЛ-150 кВ "Цюрупинская" типу Діамант L031 в комплекті з ВЧ - каналами в обох лініях. Реалізацію робіт за даним проектом заплановано у 2019 році.

3. На ПС-150 кВ "Цюрупинская" на 2019 рік заплановано розробку ПКД на встановлення основних захистів ПЛ-150 кВ "Чулаковская" та ПЛ-150 кВ "Каховская-330" в комплекті з ВЧ - каналами в обох лініях.

На ПС-150кВ «Цюрупинская» заплановано встановити два напівкомплекти, які включають в себе наступну апаратуру:

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

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання АТ «Херсонобленерго», викладених в цій Програмі заплановано на 2020 рік виконання монтажно-налагоджувальних робіт за проектом "Реконструкція РЗА з встановленням на ПЛ-150кВ захистів ДФЗ з комплектами ВЧ — обробки, та резервних захистів".

Заплановані витрати коштів на 2020 рік 2 750 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 комплекту	1 725 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	5

Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	7 днів
Склад бригади	6 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Витрати на ремонт за рік	50 тис. грн.
Відстань до ПС	2*60 км.
Ціна 1 літра палива	32 грн
Середня ЗП водія	150 грн./ день

Розрахунок:

Витрати на паливо:

120 км × 35 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 751,8 л.

751,8 × 32 = 24 057,6 грн.

ЗП працівників:

250 × 35(днів) × 6(кількість працівників) = 52 500 грн.

ЗП водія:

150 × 35 (днів) = 5 250 грн.

ЗП разом:

5 250 + 52 500 = 57 750 грн.

Сума витрат:

50000 + 24 057,6 + 57 750 = 131807,6 грн.

Термін окупності:

1 725 / 131,81 = 13,08 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ". Заміна прийомопередавачів ПВЗ захистів ПЛ-150кВ ДФЗ-201 на прийомопередавачі “ОРІОН-УПЗ” або аналог

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» є 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» та «ДФЗ-Діамант L031» експлуатуються прийомо - передавачі типу ПВЗ, встановлені у 2006 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на 2020 рік запланована заміна існуючих прийомо — передавачів ПВЗ на прийомо — передавачі типу “Оріон-УПЗ” в кількості 4шт.

Заплановані витрати коштів на 2020 рік: 165 * 4 = 660 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	165,0 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	2
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	12,0 тис. грн.
Відстань до ПС	2*16 км.
Ціна 1 літра палива	30 грн
Середня ЗП водія	150 грн./ день

Розрахунок:

Витрати на паливо:

16 км × 10 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 57,3 л.

57,3 × 32 = 1832,96 грн.

ЗП працівників:

250 × 10(днів) × 3(кількість працівників) = 7 500 грн.

ЗП водія:

150 × 10(днів) = 1 500 грн.

ЗП разом:

7 500 + 1 500 = 9 000 грн.

Сума витрат:

12 000 + 1 832,96 + 9 000 = 22 832,96 грн.

Термін окупності:

165,0 / 22,83 = 7,2 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/10 кВ «Коммунальная». Заміна прийомопередавачів ПВЗ захистів ДФЗ - Діамант на прийомопередавачі “ОРІОН-УПЗ” або аналог

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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-150 «Коммунальная» у 2022 році запланована заміна існуючих прийомо — передавачів ПВЗ на прийомо — передавачі типу “Оріон-УПЗ” в кількості 2шт.

Заплановані витрати коштів на 2022 рік: 165 * 2 = 330 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	165,0 тис.грн.

Кількість виявлених дефектів на рік	2
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	12,0 тис. грн.
Відстань до ПС	2*16 км.
Ціна 1 літра палива	30 грн
Середня ЗП водія	150 грн./ день

Розрахунок:

Витрати на паливо:

16 км × 10 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 57,3 л.

57,3 × 32 = 1832,96 грн.

ЗП працівників:

250 × 10(днів) × 3(кількість працівників) = 7 500 грн.

ЗП водія:

150 × 10(днів) = 1 500 грн.

ЗП разом:

7 500 + 1 500 = 9 000 грн.

Сума витрат:

12 000 + 1 832,96 + 9 000 = 22 832,96 грн.

Термін окупності:

165,0 / 22,83 = 7,2 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/6кВ "Никольская". Заміна прийомопередавачів ПВЗ захистів ПЛ-150кВ ДФЗ-201 на прийомопередавачі “ОРІОН-УПЗ” або аналог

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. 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-150//35/6кВ «Никольская» у 2023 році запланована заміна існуючих прийомо — передавачів типу ПВЗ на прийомо — передавачі типу “Оріон-УПЗ” в кількості 2шт.

Заплановані витрати коштів на 2023 рік: 165 * 2 = 330 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	165,0 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	2
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	12,0 тис. грн.
Відстань до ПС	2*16 км.
Ціна 1 літра палива	30 грн
Середня ЗП водія	150 грн./ день

Розрахунок:

Витрати на паливо:

16 км × 10 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 57,3 л.

57,3 × 32 = 1832,96 грн.

ЗП працівників:

250 × 10(днів) × 3(кількість працівників) = 7 500 грн.

ЗП водія:

150 × 10(днів) = 1 500 грн.

ЗП разом:

7 500 + 1 500 = 9 000 грн.

Сума витрат:

12 000 + 1 832,96 + 9 000 = 22 832,96 грн.

Термін окупності:

165,0 / 22,83 = 7,2 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ".
Заміна панелей резервних захистів ПЛ-150-Карантинная-1, Карантинная-2
на пристрій ДІАМАНТ L014 або аналог.

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.

До шин 150кВ ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» підключені дві ПЛ-150кВ “Карантинна-1”, ПЛ-150кВ “Карантинна-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 49 років, що майже вдвічі перевищує нормований термін експлуатації 25 років 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.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» у 2022 році запланована заміна існуючих електромеханічних пристроїв РЗА мікропроцесорні пристрої захистів типу Діамант L014 (або аналог) в кількості 2шт.

Заплановані витрати коштів на 2022 рік: 330 * 2 = 660 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 комплекту	330 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	5
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	3 дні
Склад бригади	3 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:

36 км × 15 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 96,7 л.

96,7 × 32 = 3093,12 грн.

ЗП працівників:

250 × 15(днів) × 3(кількість працівників) = 11 250 грн.

ЗП водія:

150 × 15 (днів) = 2 250 грн.

ЗП разом:

2 250 + 11 250 = 13 500 грн.

Сума витрат:

50000 + 3093,12 + 13 500 = 66 593,12 грн.

Термін окупності:

330,0 / 66,6 = 4,95 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/10кВ "Дудчино". Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА

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» - «Новотроицкая» - «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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-150//35/10кВ «Дудчино» у 2024 році запланована заміна існуючих комплектів захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2024 рік: 650,0 * 2 = 1 300 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	650 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	30 тис. грн.
Відстань до ПС	2*170 км.
Ціна 1 літра палива	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./ день

Розрахунок:

Витрати на паливо:

340 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 1217,2 л.

1217,2 × 30 = 36516 грн.

- 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:

17720 + 36516 + 30000 =84236 грн.
Термін окупності:
650 / 84,24 = 7,71 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/10кВ "Новотроицкая". Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА

ПС-150/35/10кВ «Новотроицкая» (інв№ 013248) – двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1967 р., має дві робочі, та одну обхідну системи шин 150кВ, та по дві секції шин 35кВ і 10кВ, секціоновані секційними вимикачами 35кВ і 10кВ. Потужність силових трансформаторів : 1Т — 40МВА, 2Т — 25МВА.

ПС-150/35/10кВ «Новотроицкая» - це вузлова підстанція, яка включена в транзит 150кВ «Каховская-330 - Дудчино - Новотроицкая – Партизаны».

До шин 150кВ крім транзитних ПЛ-150кВ «Дудчино» та ПЛ-150кВ «Партизаны» підключені п'ять ПЛ-150кВ: ПЛ-150кВ «Оверьяновская ВЕС» і ПЛ-150кВ «Новотроицкая ВЕС», 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 «Новотроицкая» введені в експлуатацію у 1967 році, мають термін експлуатації 50 років, і вже двічі вичерпали 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-150//35/10кВ «Новотроицкая» у 2022 році запланована заміна існуючих комплектів захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2022 рік: 650,0 * 2 = 1 300 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	650 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	30 тис. грн.
Відстань до ПС	2*170 км.
Ціна 1 літра палива	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./ день

Розрахунок:

Витрати на паливо:

340 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 1217,2 л.

1217,2 × 30 = 36516 грн.

- 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:

17720 + 36516 + 30000 = 84236 грн.

Термін окупності:

650 / 84,24 = 7,7 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/10кВ "Н.Алексеевка". Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА

ПС-150/35/10кВ «Н.Алексеевка» (інв№ 009152) – двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1980р. Живлення ПС-150/35/10кВ «Н.Алексеевка» в нормальному режимі здійснюється по ПЛ-150кВ від ПС-150/35/10кВ «Новотроицкая». Головна схема ПС-150/35/10кВ «Н.Алексеевка» являє собою блок «Лінія-два трансформатори» з силовими трансформаторами 1Т і 2Т типу ТДТН-25000/150, включеними через ОД-150 і КЗ-150 на стороні 150кВ для кожного трансформатора.

На стороні 150кВ в перемичці між трансформаторами встановлені два роз'єднувача. До 1СШ-150кВ підключений трансформатор напруги НКФ - 220.

На стороні 35кВ виконана схема з одинарною системою шин, секціонованою масляним вимикачем 35кВ. На стороні 10 кВ виконана схема з одинарної системою шин, секціонована масляним вимикачем 10кВ. До шин

10кВ ПС-150/35/10кВ «Н.Алексеевка» підключені дві сонячні станції потужністю 4,5МВА кожна.

Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т ПС-150/35/10кВ «Н.Алексеевка» введені в експлуатацію у 1980 році, мають термін експлуатації 38 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/10кВ «Н.Алексеевка» у 2023 році запланована заміна існуючих комплектів захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2023 рік: 650,0 * 2 = 1 300 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	650 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	30 тис. грн.
Відстань до ПС	2*170 км.
Ціна 1 літра палива	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./ день

Розрахунок:

Витрати на паливо:

340 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 1217,2 л.

1217,2 × 30 = 36516 грн.

- 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:
17720 + 36516 + 30000 = 84236 грн.

Термін окупності:
650 / 84,236 = 7,7 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/10кВ "Н.Тимофеевка". Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА

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 «Новотроицкая». 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/10кВ

«Н.Тимофеевка» у 2022 році запланована заміна існуючих комплектів захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2022 рік: 650,0 * 2 = 1 300 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	650 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	30 тис. грн.
Відстань до ПС	2*170 км.
Ціна 1 літра палива	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./ день

Розрахунок:

Витрати на паливо:

340 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 1217,2 л.

1217,2 × 30 = 36516 грн.

- 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:

17720 + 36516 + 30000 = 84236 грн.

Термін окупності:

650 / 84,236 = 7,7 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ". Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т на МП пристрої РЗА

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 50 років, 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» у 2024 році запланована заміна існуючого комплекту захистів силового трансформатора 1Т на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2024 рік: 650,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	650 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	30 тис. грн.
Відстань до ПС	2*170 км.
Ціна 1 літра палива	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./ день

Розрахунок:

Витрати на паливо:

340 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 1217,2 л.

1217,2 × 30 = 36516 грн.

- 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:
17720 + 36516 + 30000 = 84236 грн.
Термін окупності:
650 / 84,236 = 7,7 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/6кВ "Никольская". Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА

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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/6кВ

«Никольская» у 2024 році запланована заміна існуючих комплектів захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2024 рік: 650,0 * 2 = 1 300 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	650 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	30 тис. грн.
Відстань до ПС	2*170 км.
Ціна 1 літра палива	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./ день

Розрахунок:

Витрати на паливо:

340 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 1217,2 л.

1217,2 × 30 = 36516 грн.

- 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:

17720 + 36516 + 30000 = 84236 грн.

Термін окупності:

650 / 84,236 = 7,7 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/10кВ "Промбаза". Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА

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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-150//35/10кВ «Промбаза» у 2023 році запланована заміна існуючих комплектів захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2023 рік: 650,0 * 2 = 1 300 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	650 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	30 тис. грн.
Відстань до ПС	2*170 км.
Ціна 1 літра палива	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./ день

Розрахунок:

Витрати на паливо:

340 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 1217,2 л.

1217,2 × 30 = 36516 грн.

- 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:
17720 + 36516 + 30000 = 84236 грн.
Термін окупності:
650 / 84,236 = 7,7 року.

Реконструкція системи живлення постійного струму ПС-150/35/10 «Промбаза». Монтаж підзарядного пристрою акумуляторної батареї типу RU-2 (або аналог)

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.

З метою 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-150//35/10кВ «Промбаза» у 2020 році заплановано придбання і встановлення двох підзарядних пристроїв типу RU-2 (або аналог).

Заплановані витрати коштів на 2020 рік: 80,0 * 2 = 160,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	160,0 тис.грн. (Без ПДВ)
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	3 днів
Склад бригади	2 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	320 грн.
Витрати на ремонт за рік	15 тис. грн.
Відстань до ПС	2 × 150 км.
Ціна 1 літра палива	18.90 грн
Середня ЗП водія	171 грн./день

Розрахунок:

Витрати на паливо:

300 км × 9 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 483,3 л.

483,3 × 18.90 = 9134,4 грн.

- ЗП працівників:

320 × 9(днів) × 2(кількість працівників) = 5760 грн.

- ЗП водія :

171 × 9(днів) = 1539 грн.

5760 + 1539 = 7299 грн.

- Сума витрат:

9134,4 + 7299 + 15000 = 31433,4 грн.

Термін окупності:

160,0 / 31,433 = 5,1 років.

Реконструкція системи живлення постійного струму ПС-150/35/10 «ГНС-КОС». Монтаж підзарядного пристрою акумуляторної батареї типу ШПКЕ-9801 (або аналог)

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.

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 12 років.

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. В даному випадку, 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-150//35/10кВ «ГНС КОС» у 2020 році заплановано придбання і встановлення підзарядного пристрою типу ШПКЕ-9801 (або аналог).

Заплановані витрати коштів на 2020 рік: 360,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	360,0 тис.грн. (Без ПДВ)
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	5 днів
Склад бригади	2 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	480 грн.
Витрати на ремонт за рік	15 тис. грн.
Відстань до ПС	2 × 150 км.
Ціна 1 літра палива	18.90 грн
Середня ЗП водія	171 грн./день

Розрахунок:

Витрати на паливо:

300 км × 15 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 805,5 л.

805,5 × 18.90 = 15 224 грн.

- ЗП працівників:

480 × 15(днів) × 2(кількість працівників) = 14 400 грн.

- ЗП водія :

171 × 15(днів) = 2 565 грн.

14 400 + 2 565 = 16 965 грн.

- Сума витрат:

15 224 + 16 965 + 15000 = 47 189 грн.

Термін окупності:

360,0 / 47,2 = 7,6 років.

Реконструкція РЗА ПС-150/35/6 кВ «ХНПЗ» з заміною ДЗШ-150 та ПРВВ-150 кВ на мікропроцесорні пристрої РЗА.

ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» (інв№ 000576) - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1968 р., має дві робо чі, та одну обхідну системи шин 150кВ, дві системи 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.

На ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» з 1974 року експлуатується електромеханічний диференційний захист шин 150кВ (ДЗШ-150) в комплекті з пристроєм резервування відмови вимикачів 150кВ (ПРВВ-150кВ). ДЗШ-150 та ПРВВ-150 мають термін експлуатації 44 роки, 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 дає можливості забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в комплектах ДЗШ-150 та ПРВВ-150 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 ДЗШ-150 та ПРВВ-150 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 150кВ в цілому.

Заміна електромеханічного захисту ДЗШ-150кВ та ПРВВ-150кВ на мікропроцесорні пристрої дозволить отримати:

- комплект надійного захисту систем шин 150кВ ПС-150кВ «ХНПЗ» для всіх можливих режимів роботи мережі 150кВ;
- гнучку схему диференційного захисту шин 150кВ завдяки відсутності залежності від фіксації кожного приєднання 150кВ за «своєю» системою шин 150кВ;
- 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 150кВ;
- 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, ПРВВ-150кВ який дозволяє своєчасно виявити несправність пристроїв або його будь яких функціональних вузлів, і тим самим завадити можливості роботи систем шин 150кВ без захистів, або їх хибного відключення

Згідно робочого проекту «Реконструкція РЗА ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» з заміною ДЗШ-150 та ПРВВ-150кВ на мікропроцесорні пристрої», та заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» у 2020 році запланована заміна існуючих комплектів ДЗШ-150кВ та ПРВВ-150кВ мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2020 рік: 1000,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	3 631,3 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	140,0 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 км × 60 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 343,68 л.

343,68 × 32 = 10 997,76 грн.

ЗП працівників:

250 × 60(днів) × 8(кількість працівників) = 120 000 грн.

ЗП водія:

150 × 60(днів) = 9 000 грн.

ЗП разом:

120 000 + 9 000 = 129 000 грн.

Сума витрат:

140 000 + 10 997,76 + 129 000 = 279997,8 грн.

Термін окупності:

3 631,3 / 279,9 = 12,6 року.

Реконструкція РЗА ПС-150/35/6 кВ «ХНПЗ» з заміною ДЗШ-35 кВ на мікропроцесорні пристрої РЗА.

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 комплекту 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» у 2021 році заплановано виготовлення проектно-кошторисної документації «Реконструкція РЗА ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» з заміною ДЗШ-35кВ на мікропроцесорні пристрої», 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.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 комплекту	750,0 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	5 днів
Склад бригади	8 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	480 грн.
Витрати на ремонт за рік	40,0 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 км × 15 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 42,96 л.

42,96 × 32 = 1 374,72 грн.

ЗП працівників:

480 × 15(днів) × 8(кількість працівників) = 57 600 грн.

ЗП водія:

150 × 15(днів) = 2 250 грн.

ЗП разом:

57 600 + 2 250 = 59 850 грн.

Сума витрат:

59 850 + 1 374,72 + 40 000 = 101 224,72 грн.

Термін окупності:

750,0 / 101,22 = 7,4 року.

Реконструкція РЗА ПС-150/35/10 кВ «П.Покровская» з заміною ДЗШ-35 кВ на мікропроцесорні пристрої РЗА.

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 47 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 комплекту 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» у 2022 році заплановано виготовлення проектно-кошторисної документації «Реконструкція РЗА ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» з заміною

ДЗШ-35кВ на мікропроцесорні пристрої», та у 2024 році запланована реалізація цього проекту.

Заплановані витрати коштів на 2022 рік: 200,0 тис.грн.;

Заплановані витрати коштів на 2024 рік: 750,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 комплекту	750,0 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	5 днів
Склад бригади	8 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	480 грн.
Витрати на ремонт за рік	40,0 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 км × 15 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 42,96 л.

42,96 × 32 = 1 374,72 грн.

ЗП працівників:

480 × 15(днів) × 8(кількість працівників) = 57 600 грн.

ЗП водія:

150 × 15(днів) = 2 250 грн.

ЗП разом:

57 600 + 2 250 = 59 850 грн.

Сума витрат:

59 850 + 1 374,72 + 40 000 = 101 224,72 грн.

Термін окупності:

750,0 / 101,22 = 7,4 року.

Реконструкція РЗА ПС-150/35/10 кВ «Промышленная» з заміною ДЗШ-35 кВ на мікропроцесорні пристрої РЗА.

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. Існуючій 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 комплекту 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 «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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/10кВ «Промышленная» у 2021 році заплановано виготовлення проектно-кошторисної документації «Реконструкція РЗА ПС-150/35/10кВ «Промышленная» з заміною ДЗШ-35кВ на мікропроцесорні пристрої», 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.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 комплекту	750,0 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	5 днів
Склад бригади	8 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	480 грн.
Витрати на ремонт за рік	40,0 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 км × 15 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 42,96 л.

42,96 × 32 = 1 374,72 грн.

ЗП працівників:

480 × 15(днів) × 8(кількість працівників) = 57 600 грн.

ЗП водія:

150 × 15(днів) = 2 250 грн.

ЗП разом:

57 600 + 2 250 = 59 850 грн.

Сума витрат:

59 850 + 1 374,72 + 40 000 = 101 224,72 грн.

Термін окупності:

750,0 / 101,22 = 7,4 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/10кВ "Промышленная". Заміна електромеханічних захистів ПЛ-35кВ на МП-пристрої РЗА.

ПС-150/35/10кВ «Промышленная» (інв№ 000582) – двох трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1976 р., підключена до мережі 150кВ двома лініями 150кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 50/35/10 кВ 1Т і 2Т потужністю по 63 МВА кожний.

Основним навантаженням ПС-150/35/10кВ «Промышленная» є промислові та побутові споживачі м.Херсон.

На підстанції 150/35/10кВ «Промышленная» 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.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/10кВ «Промышленная» у 2021 році запланована заміна існуючих комплектів захистів ліній 35кВ та секційного вимикача 35кВ на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2021 рік: 80,0 * 5 = 400 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 комплекта	80 тис.грн.
Кількість комплектів	5
Кількість виявлених дефектів на рік	4
Кількість днів на 1-у післяаварійну перевірку	5днів
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Витрати на ремонт за рік	20 тис. грн.
Відстань до ПС	2*180 км.
Ціна 1 літра палива	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./ день

Розрахунок:

Витрати на паливо:

360 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 1288,8 л.

1288,8 × 30 = 38664 грн.

- 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:

17720 + 38664 + 20000 =76380 грн.

Термін окупності шести комплектів:

400 / 76,38 = 5,2 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/6кВ "Никольская".
Заміна електромеханічних захистів ПЛ-35кВ на МП-прстрої РЗА.

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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-150//35/6кВ «Никольская» у 2021 році запланована заміна існуючих комплектів захистів ліній 35кВ та секційного вимикача 35кВ на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2022 рік: 80,0 * 3 = 240 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 комплекта	80 тис.грн.
Кількість комплектів	3

Кількість виявлених дефектів на рік	4
Кількість днів на 1-у післяаварійну перевірку	2 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Витрати на ремонт за рік	20 тис. грн.
Відстань до ПС	2*180 км.
Ціна 1 літра палива	32 грн
Середня ЗП водія	136 грн./ день

Розрахунок:

Витрати на паливо:

80 км ×8 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 114,56 л.

114,56 × 32 = 3 665,92 грн.

- ЗП працівників:

480 × 8(днів) × 3(кількість працівників) = 11 520 грн.

- ЗП водія:

170 × 8(днів) = 1 360 грн.

- ЗП разом:

1 360 + 11 520 = 12 880 грн.

- Сума витрат:

12 880 + 3 665,92 + 20000 = 36 545,92 грн.

Термін окупності шести комплектів:

240 / 36,55 = 6,6 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-150/35/10кВ "Цюрупинская". Заміна електромеханічних захистів ПЛ-35кВ на МП-пристрої РЗА.

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 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 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/10кВ «Цюрупинская» у 2024 році запланована заміна існуючих комплектів захистів ліній 35кВ та секційного вимикача 35кВ на мікропроцесорні пристрої релейного захисту.

Заплановані витрати коштів на 2024 рік: 80,0 * 8 = 640 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 комплекта	80 тис.грн.
Кількість комплектів	8
Кількість виявлених дефектів на рік	4
Кількість днів на 1-у післяаварійну перевірку	5днів
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Витрати на ремонт за рік	20 тис. грн.
Відстань до ПС	2*180 км.
Ціна 1 літра палива	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./ день

Розрахунок:

Витрати на паливо:

360 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 1288,8 л.

1288,8 × 30 = 38664 грн.

- 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:

17720 + 38664 + 20000 =76380 грн.

Термін окупності шести комплектів:

640 / 76,38 = 8,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Білозерської дільниці ХМЕМ (1шт). Заміна електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т ПС-35/10кВ «Белозерская» на шафу РШ-13М або аналог

ПС-35/10кВ «Белозерская» (інв.№ 001740) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна 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 – 10,0 МВА. Крім того, до 2СШ-10кВ підстанції підключена сонячна станція потужністю 9,9МВА.

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 40 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 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.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Белозерская» запланована заміна існуючого комплекту захистів трансформатора 1Т на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, який входить у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М .

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Белозерская»: 280,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.

- ЗП водія:

136 × 20(днів) = 2720 грн.

- ЗП разом:

2176 + 12000 = 17720 грн.

- Сума витрат:

4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.

Термін окупності:

280 / 42,016 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Строительная (2шт).
Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на шафи РШ-13М або аналог

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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/6кВ «Строительная» запланована заміна існуючих комплектів захистів трансформаторів 1Т, 2Т на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М .

Заплановані витрати коштів для ПС-35/6кВ «Строительная»:

280,0 * 2 = 560,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.

- ЗП водія:

136 × 20(днів) = 2720 грн.

- ЗП разом:

2176 + 12000 = 17720 грн.

- Сума витрат:

4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.

Термін окупності:

280 / 42,016 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Н.Григорьевская (Генічеські РЕМ.) Заміна електромеханічних захистів ліній 35кВ (2шт) на шафи РШ-15 або аналог

ПС-35/10кВ «Н.Григорьевская» (інв.№ 009075) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1968р. підключена до мережі 35кВ чотирма лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т потужністю 2,5 МВА, 2Т – 1,6 МВА. На ПС-

35/10кВ «Н.Григорьевская» експлуатуються 3 комплекти електромеханічних релейних захистів ліній 35кВ з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів ліній 35кВ змонтовані в шафах зовнішньої установки, мають термін експлуатації 50 років, і 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 ліній 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 ліній 35кВ ПС-35/10кВ «Н.Григорьевская» 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Н.Григорьевская» запланована заміна 3-х існуючих комплектів захистів ліній 35кВ на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-15.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Н.Григорьевская»:

280,0 * 3 = 840,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.

- ЗП водія:

136 × 20(днів) = 2720 грн.

- ЗП разом:
2176 + 12000 = 17720 грн.
- Сума витрат:
4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.
Термін окупності:
280 / 42,0 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Счастливцевская (Геніческий РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т на шафу РШ-13М або аналог

ПС-35/10кВ «Счастливцевская» (інв.№009080) АТ «Херсонобленерго» - однотрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1976р. підключена до мережі 35кВ однією лінією 35кВ. На підстанції встановлено один силовий трансформатор 35/10 кВ 1Т потужністю 10,0 МВА.

На ПС-35/10кВ «Счастливцевская» експлуатується комплект електро-механічних релейних захистів силового трансформатора 1Т, який складається з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, диф.захисту (реле ДЗТ-11) з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів силового трансформатора 1Т змонтований в шафі зовнішньої установки, має термін експлуатації 42 роки, 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 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 ПС-35/10кВ «Счастливцевская» 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Счастливцевская» запланована заміна існуючого комплекту захистів трансформатора 1Т на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, який входить у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М .

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Счастливцевская»:

280,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.

- ЗП водія:

136 × 20(днів) = 2720 грн.

- ЗП разом:

2176 + 12000 = 17720 грн.

- Сума витрат:

4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.

Термін окупності:

280 / 42,016 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Ж.Порт (Голопристанські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 2Т на шафи РШ-13М або аналог

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. Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т змонтовані в шафах зовнішньої установки, мають термін експлуатації 47 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 «Ж.Порт» 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Ж.Порт» запланована заміна існуючих комплектів захистів трансформаторів 1Т, 2Т на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М . Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Ж.Порт»:

280,0 * 2 = 560,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.

- ЗП водія:

136 × 20(днів) = 2720 грн.

- ЗП разом:

2176 + 12000 = 17720 грн.

- Сума витрат:

4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.

Термін окупності:

280 / 42,016 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Ж.Порт (Голопристанські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів МВ-35-Бехтери на шафу РШ-15 або аналог

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 10,0 МВА кожний. На ПС-35/10кВ «Ж.Порт» по ПЛ-35кВ «Бехтери» експлуатується комплект електромеханічних релейних захистів лінії 35кВ з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів лінії 35кВ змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 47 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 ПЛ-35кВ «Бехтери» на ПС-35/10кВ «Ж.Порт» 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Ж.Порт» запланована заміна існуючого комплекту захистів ліній 35кВ на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-15.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Ж.Порт»: 280,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.
- ЗП працівників:
250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.
- ЗП водія:
136 × 20(днів) = 2720 грн.
- ЗП разом:
2176 + 12000 = 17720 грн.
- Сума витрат:
4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.
Термін окупності:
280 / 42,016 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Н.Николаевская (Скадовські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів трансформаторів 1Т, 2Т на шафи РШ-13М або аналог..

ПС-35/10кВ «Н.Николаевская» (інв.№006081) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна 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 по 2,50 МВА кожний. На ПС-35/10кВ «Н.Николаевская» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-6кВ, (Диф.захист відсутній), 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 «Н.Николаевская» 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Н.Николаевская» запланована заміна існуючих комплектів захистів трансформаторів 1Т, 2Т на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного

захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М . Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Н.Николаевская»:

280,0 * 2 = 560,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.

- ЗП водія:

136 × 20(днів) = 2720 грн.

- ЗП разом:

2176 + 12000 = 17720 грн.

- Сума витрат:

4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.

Термін окупності:

280 / 42,016 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Н.Николаевская (Скадовські РЕМ). Заміна електро-механічних захистів СМВ-35кВ на шафу РШ-15 або аналог

ПС-35/10кВ «Н.Николаевская» (інв.№006081) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна 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 СМВ-35кВ експлуатується комплект електромеханічних захистів СВ-35кВ з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів СВ-35кВ 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 СВ-35кВ 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Н.Николаевская» запланована заміна існуючого комплекту захистів СВ-35кВ на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-15.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Н.Николаевская»:

280,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.

- ЗП водія:

136 × 20(днів) = 2720 грн.

- ЗП разом:

2176 + 12000 = 17720 грн.

- Сума витрат:

4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.

Термін окупності:

280 / 42,016 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ «Новороссийская» (Скадовські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів СМВ-35кВ на шафу РШ-15 або аналог.

ПС-35/10кВ «Новороссийская» (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-Новороссийская». На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 2,50 МВА кожний.

На ПС-35/10кВ «Новороссийская» для СМВ-35кВ експлуатується комплект електромеханічних захистів СВ-35кВ з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів СВ-35кВ змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 40 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 СВ-35кВ на ПС-35/10кВ «Новороссийская» 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Новороссийская» запланована заміна існуючого комплекту захистів СВ-35кВ на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-15.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Новороссийская»:

280,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.

- ЗП водія:

136 × 20(днів) = 2720 грн.

- ЗП разом:

2176 + 12000 = 17720 грн.

- Сума витрат:

4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.

Термін окупності:

280 / 42,016 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Новороссийская (Скадовські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на шафи РШ-13М або аналог.

ПС-35/10кВ «Новороссийская» (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-Новороссийская». На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 2,50 МВА кожний.

На ПС-35/10кВ «Новороссийская» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-6кВ, Диф.захист, з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т змонтовані в шафах зовнішньої установки, мають термін експлуатації 40 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 «Новороссийская» 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Новороссийская» запланована заміна існуючих комплектів захистів трансформаторів 1Т, 2Т на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М . Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Новороссийская»:

280,0 * 2 = 560,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.

- ЗП водія:

136 × 20(днів) = 2720 грн.

- ЗП разом:

2176 + 12000 = 17720 грн.

- Сума витрат:

4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.

Термін окупності:

280 / 42,016 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Порт (Н.Каховські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т, 2Т на шафу РШ-13М або аналог.

ПС-35/10кВ Порт (інв.№014886) АТ «Херсонобленерго» - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1978р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. До шин 10кВ ПС-35/10кВ Порт планується підключення сонячної станції потужністю 5,1МВА. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 6,3 МВА кожний.

На ПС-35/10кВ Порт експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силового трансформатора 2Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-6кВ, Диф.захисту, з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів силового трансформатора 2Т змонтований в шафі зовнішньої установки, має термін експлуатації 40 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 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 Порт 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ Порт запланована заміна існуючого комплекту захистів трансформатора 2Т на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ Порт:

280,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.
143,2 × 30 = 4296 грн.
- ЗП працівників:
250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.
- ЗП водія:
136 × 20(днів) = 2720 грн.
- ЗП разом:
2176 + 12000 = 17720 грн.
- Сума витрат:
4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.
Термін окупності:
280 / 42,016 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ «Заря» (Н.Каховський РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т на шафу РШ-13М або аналог..

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 1Т 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 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 «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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Заря»

запланована заміна існуючого комплекту захистів трансформатора 1Т на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Заря»:

280,0 * 2 = 560,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.

- ЗП водія:

136 × 20(днів) = 2720 грн.

- ЗП разом:

2176 + 12000 = 17720 грн.

- Сума витрат:

4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.

Термін окупності:

280 / 42,016 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ В.Лепетихская (В.Лепетихські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.

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» експлуатуються комплекти 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 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 ПС-35/10кВ «В.Лепетихская» 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «В.Лепетихская» запланована заміна існуючих комплектів захистів трансформаторів 1Т, 2Т на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М . Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «В.Лепетихская»:

280,0 * 2 = 560,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.

- ЗП водія:

136 × 20(днів) = 2720 грн.

- ЗП разом:

2176 + 12000 = 17720 грн.

- Сума витрат:

4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.

Термін окупності:

280 / 42,016 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Чаплинская (Чаплинські РЕМ). Заміна електро-механічних захистів силових трансформаторів 1Т, 3Т на шафи РШ-13М або аналог

ПС-35/10кВ «Чаплинская» (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 «Чаплинская» 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 «Чаплинская» 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Чаплинская» запланована заміна існуючих комплектів захистів трансформаторів 1Т, 3Т на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М . Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Чаплинская»:

280,0 * 2 = 560,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.

- ЗП водія:

136 × 20(днів) = 2720 грн.

- ЗП разом:

2176 + 12000 = 17720 грн.

- Сума витрат:

4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.

Термін окупності:

280 / 42,016 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ «В.Рогачикская» (В.Лепетихські РЕМ). Заміна електро-механічних захистів ВМС-35кВ на шафу РШ-15 або аналог

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 СМВ-35кВ експлуатується комплект електромеханічних захистів СВ-35кВ з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів СВ-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 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 СВ-

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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «В.Рогачикская» запланована заміна існуючого комплекту захистів СВ-35кВ на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-15.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «В.Рогачикская»: 280,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.

- ЗП водія:

136 × 20(днів) = 2720 грн.

- ЗП разом:

2176 + 12000 = 17720 грн.

- Сума витрат:

4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.

Термін окупності:

280 / 42,016 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ В.Рогачикская (В.Лепетихські РЕМ). Заміна електро-механічних захистів силових торансформаторів 1Т, 2Т на шафи РШ-13М або аналог

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 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 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «В.Рогачикская» запланована заміна існуючих комплектів захистів трансформаторів 1Т, 2Т на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М .

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «В.Рогачикская»:

280,0 * 2 = 560,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:
250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.
- ЗП водія:
136 × 20(днів) = 2720 грн.
- ЗП разом:
2176 + 12000 = 17720 грн.
- Сума витрат:
4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.
Термін окупності:
280 / 42,016 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/6кВ Островная (ХМЕМ). Заміна панелей електро-механічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.

ПС-35/6кВ «Островная» (інв.№000483) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1965р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/6 кВ 1Т, 2Т потужністю 10,0 МВА кожний.

На ПС-35/6кВ «Островная» експлуатуються панелі електромеханічних релейних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-6кВ, (Диф.захист відсутній), з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т змонтовані на панелях в ЗПУ, 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-35/6кВ «Островная» 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/6кВ «Островная» запланована заміна 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 «Островная»:

350,0 * 2 = 700,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	350 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	480 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

480 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 28 800 грн.

- ЗП водія:

170 × 20(днів) = 3 400 грн.

- ЗП разом:

3 400 + 28 800 = 32 200 грн.

- Сума витрат:

4 296 + 32 200 + 20 000 = 56 496 грн.

Термін окупності:

350 / 56,5 = 6,2 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/6кВ Бетонверфь (ХМЕМ). Заміна панелей електро-механічних захистів силового трансформатора 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.

ПС-35/6кВ «Бетонверфь» (інв.№000491) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1968р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/6 кВ 1Т, 2Т потужністю 6,3 МВА кожний.

На ПС-35/6кВ «Бетонверфь» 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 50 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-35/6кВ «Бетонверфь» 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/6кВ «Бетонверфь» запланована заміна 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 «Бетонверфь»:

350,0 * 2 = 700,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	350 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	480 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

480 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 28 800 грн.

- ЗП водія:

170 × 20(днів) = 3 400 грн.

- ЗП разом:

3 400 + 28 800 = 32 200 грн.

- Сума витрат:

4 296 + 32 200 + 20 000 = 56 496 грн.

Термін окупності:

350 / 56,5 = 6,2 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/6кВ «Комсомольская» (ХМЕМ). Заміна електро-механічних захистів силового трансформатора 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА

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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/6кВ «Комсомольская» запланована заміна 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»:

350,0 * 2 = 700,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	350 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	480 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

480 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 28 800 грн.

- ЗП водія:

170 × 20(днів) = 3 400 грн.

- ЗП разом:

3 400 + 28 800 = 32 200 грн.

- Сума витрат:

4 296 + 32 200 + 20 000 = 56 496 грн.

Термін окупності:

350 / 56,5 = 6,2 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/6кВ «Кошевая» (ХМЕМ) Заміна електро-механічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на шафи РШ-13М або аналог.

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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/6кВ «Кошевая» запланована заміна існуючих комплектів захистів трансформаторів 1Т, 2Т на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М .

Заплановані витрати коштів для ПС-35/6кВ «Кошевая»:

280,0 * 2 = 560,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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	480 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

480 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 28 800 грн.

- ЗП водія:

170 × 20(днів) = 3 400 грн.

- ЗП разом:

3 400 + 28 800 = 32 200 грн.

- Сума витрат:

4 296 + 32 200 + 20 000 = 56 496 грн.

Термін окупності:

280 / 56,5 = 4,9 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ «МИС» (ХМЕМ). Заміна панелей електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.

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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «МИС» запланована заміна 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»:

350,0 * 2 = 700,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	350 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	480 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

480 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 28 800 грн.

- ЗП водія:

170 × 20(днів) = 3 400 грн.
- ЗП разом:
3 400 + 28 800 = 32 200 грн.
- Сума витрат:
4 296 + 32 200 + 20 000 = 56 496 грн.
Термін окупності:
350 / 56,5 = 6,2 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/6кВ «Заводская» (ХМЕМ). Заміна панелей електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА

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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/6кВ «Заводская» запланована заміна 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»:

350,0 * 2 = 700,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	350 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	480 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

480 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 28 800 грн.

- ЗП водія:

170 × 20(днів) = 3 400 грн.

- ЗП разом:

3 400 + 28 800 = 32 200 грн.

- Сума витрат:

4 296 + 32 200 + 20 000 = 56 496 грн.

Термін окупності:

350 / 56,5 = 6,2 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ «Сухарная» (ХМЕМ). Заміна панелей електро-механічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА

ПС-35/10кВ «Сухарная» (інв.№000455/000513) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1973р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 10,0 МВА кожний.

На ПС-35/10кВ «Сухарная» 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 45 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 «Сухарная» 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Сухарная» запланована заміна 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 «Сухарная»:

350,0 * 2 = 700,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	350 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	480 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

480 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 28 800 грн.

- ЗП водія:

170 × 20(днів) = 3 400 грн.

- ЗП разом:

3 400 + 28 800 = 32 200 грн.

- Сума витрат:

4 296 + 32 200 + 20 000 = 56 496 грн.

Термін окупності:

350 / 56,5 = 6,2 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ «ТОК» (ХМЕМ). Заміна панелей електро-механічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т

на МП пристрої РЗА

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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «ТОК» запланована заміна 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»:

350,0 * 2 = 700,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	350 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	480 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.
143,2 × 30 = 4296 грн.
- ЗП працівників:
480 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 28 800 грн.
- ЗП водія:
170 × 20(днів) = 3 400 грн.
- ЗП разом:
3 400 + 28 800 = 32 200 грн.
- Сума витрат:
4 296 + 32 200 + 20 000 = 56 496 грн.
Термін окупності:
350 / 56,5 = 6,2 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ «Ивановская» (Іванівські РЕМ). Заміна панелей електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА

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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Ивановская»

запланована заміна 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»:

350,0 * 2 = 700,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	350 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	480 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

480 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 28 800 грн.

- ЗП водія:

170 × 20(днів) = 3 400 грн.

- ЗП разом:

3 400 + 28 800 = 32 200 грн.

- Сума витрат:

4 296 + 32 200 + 20 000 = 56 496 грн.

Термін окупності:

350 / 56,5 = 6,2 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Ивановская (Іванівські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів ВМ-35 Трофимовка, ВМ-35 Дружбовка на панелі захистів з МП-пристроями РЗА

ПС-35/10кВ «Ивановская» (інв.№011809) 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 1Т 2,5МВА та 2Т 4,0 МВА.

На ПС-35/10кВ «Ивановская» для ВМ-35 Трофимовка, ВМ-35 Дружбовка експлуатуються комплекти електромеханічних захистів з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів ВМ-35 Трофимовка, ВМ-35 Дружбовка змонтовано на панелях, які мають термін експлуатації 52 роки,

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 ліній 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 ВМ-35 Трофимовка, ВМ-35 Дружбовка на 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 мережі 35кВ в цілому.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Ивановская» запланована заміна існуючих комплектів захистів ВМ-35 Трофимовка, ВМ-35 Дружбовка на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, з використанням реле типу РС83-АВ2.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Ивановская»:

300*2=600,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	300 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	480 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

480 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 28 800 грн.

- ЗП водія:

170 × 20(днів) = 3 400 грн.

- ЗП разом:

3 400 + 28 800 = 32 200 грн.

- Сума витрат:

4 296 + 32 200 + 20 000 = 56 496 грн.

Термін окупності:

300 / 56,5 = 5,3 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ «Н.Воронцовская» (Високопільські РЕМ). Заміна панелей електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА

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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Н.Воронцовская» запланована заміна 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»:

300,0 * 2 = 600,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	300 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.

- ЗП водія:

136 × 20(днів) = 2720 грн.

- ЗП разом:

2176 + 12000 = 17720 грн.

- Сума витрат:

4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.

Термін окупності:

300 / 42,0 = 7,1 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ «К.Лагерская» (Олешківські РЕМ). Заміна панелей електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА

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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «К.Лагерская» запланована заміна 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»:

300,0 * 2 = 600,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	300 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.

- ЗП водія:

136 × 20(днів) = 2720 грн.

- ЗП разом:

2176 + 12000 = 17720 грн.

- Сума витрат:

4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.

Термін окупності:

300 / 42,016 = 7,1 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ «Казацкая» (Н.Каховський РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на шафи РШ-13М або аналог

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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Казацкая» запланована заміна існуючих комплектів захистів трансформаторів 1Т, 2Т на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М .

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Казацкая» :

280,0 * 2 = 560,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.
143,2 × 30 = 4296 грн.
- ЗП працівників:
250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.
- ЗП водія:
136 × 20(днів) = 2720 грн.
- ЗП разом:
2176 + 12000 = 17720 грн.
- Сума витрат:
4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.
Термін окупності:
280 / 42,0 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ «Н.Серогозская» (Іванівські РЕМ). Заміна електро-механічних захистів СВ-35кВ на шафу РШ-15 або аналог

ПС-35/10кВ «Н.Серогозская» (інв.№012159) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1964р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 1Т 4,0 МВА та 2Т 2,5 МВА.

На ПС-35/10кВ «Н.Серогозская» для СВ-35кВ експлуатується комплект електромеханічних захистів СВ-35кВ з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів СВ-35кВ змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 54 роки, 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 СВ-35кВ на ПС-35/10кВ «Н.Серогозская» 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Н.Серогозская» запланована заміна існуючого комплекту захистів СВ-35кВ на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-15.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Н.Серогозская»:

280*1=280,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.

- ЗП водія:

136 × 20(днів) = 2720 грн.

- ЗП разом:

2176 + 12000 = 17720 грн.

- Сума витрат:

4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.

Термін окупності:

280 / 42,016 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ «Н.Серогозская» (Іванівський РЕМ). Заміна електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на шафи РШ-13М або аналог.

ПС-35/10кВ «Н.Серогозская» (інв.№ 012159) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1964р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 1Т 4,0 МВА та 2Т 2,5 МВА.

На ПС-35/10кВ «Н.Серогозская» 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 54 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 «Н.Серогозская» 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Н.Серогозская» запланована заміна існуючих комплектів захистів трансформаторів 1Т, 2Т на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М. Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Н.Серогозская»:

280,0 * 2 = 560,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.

- ЗП водія:

136 × 20(днів) = 2720 грн.

- ЗП разом:

2176 + 12000 = 17720 грн.

- Сума витрат:

4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.

Термін окупності:

280 / 42,016 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ В.Лепетихская (В.Лепетихські РЕМ). Заміна електромеханічних захистів ПЛ-35кВ (3шт) на шафи МП захистів типу РШ-15 або аналог.

ПС-35/10кВ «В.Лепетихская» (інв.№007625) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна 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 ПЛ-35кВ експлуатуються комплекти електромеханічних захистів ПЛ-35кВ з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів ПЛ-35кВ змонтовано в шафах зовнішньої установки, які мають термін експлуатації 46 років, 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 ліній 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. Існуючиі комплекти захистів ПЛ-35кВ на ПС-35/10кВ « В.Лепетихская» 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «В.Лепетихская» запланована заміна трьох існуючих комплектів захистів ПЛ-35кВ на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-15.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «В.Лепетихская»:

280*3 = 840,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.
143,2 × 30 = 4296 грн.
- ЗП працівників:
250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.
- ЗП водія:
136 × 20(днів) = 2720 грн.
- ЗП разом:
2176 + 12000 = 17720 грн.
- Сума витрат:
4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.
Термін окупності:
280 / 42,016 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Счастливцевская (Геніческі РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Счастливцевская» (інв.№009080) АТ «Херсонобленерго» - однотрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1976р. підключена до мережі 35кВ однією лінією 35кВ. На підстанції встановлено один силовий трансформатор 35/10 кВ 1Т потужністю 10,0 МВА.

На ПС-35/10кВ «Счастливцевская» для ВМ-35кВ експлуатується комплект електромеханічних захистів ВМ-35кВ з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів ПЛ-35кВ змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 42 роки, 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 ВМ-35кВ на ПС-35/10кВ «Счастливцевская» 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.

Разом із заміною пристроїв захистів на ПС-35/10кВ «Счастливцевская» (інв. 009080) планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей,

мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів цілодобову систему охорони території підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Счастливцевская» запланована заміна існуючого комплекту захистів лінії 35кВ на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, який входить у склад шафи релейного захисту типу РШ-15, та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Счастливцевская»: 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.

- Сума витрат:

11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:

390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Большевик (Голопристанські РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Большевик» (інв.№ 004682) АТ «Херсонобленерго» - одно-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1987р. підключена до мережі 35кВ однією лінією 35кВ. На підстанції встановлено силовий трансформатор 1Т 35/10 кВ потужністю 4,0 МВА.

На ПС-35/10кВ «Большевик» експлуатується комплект електромеханічних релейних захистів силового трансформатора 1Т який складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, Диф.захисту, з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів силового трансформатору 1Т, змонтовано в шафі зовнішньої установки, має термін експлуатації 31 рік, 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 «Большевик» 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.

Разом із заміною пристроїв захистів трансформатора 1Т на ПС-35/10кВ «Большевик» (інв. 004682) планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей, мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів цілодобову систему охорони території підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Большевик» запланована заміна існуючого комплекту захистів трансформатора 1Т на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, який входить у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М, та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Большевик»: 390,0 тис.грн.
Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день

Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.

- Сума витрат:

11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:

390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Днепряни (Н.Каховські РЕМ)

ПС-35/10кВ «Днепряни» (інв.№014827) 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 2,5 МВА.

На ПС-35/10кВ «Днепряни» експлуатується комплект електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т який складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, (Диф.захист відсутній), з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів силового трансформатору 1Т змонтовано в шафі зовнішньої установки, має термін експлуатації 34 роки, 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 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

«Днепряни» 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.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Днепряни» запланована заміна існуючого комплекту захистів трансформатора 1Т на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, який входить у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Днепряни»: 280,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.

- ЗП водія:

136 × 20(днів) = 2720 грн.

- ЗП разом:

2176 + 12000 = 17720 грн.

- Сума витрат:

4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.

Термін окупності:

280 / 42,016 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ В.Рогачикская (В.Лепетихські РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

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 ВМ-35кВ експлуатується комплект електромеханічних захистів ВМ-35кВ з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів ВМ-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 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 ВМ-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.

Разом із заміною пристроїв захистів трансформатора 1Т на ПС-35/10кВ «В.Рогачикская» (інв.№008181) планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей, мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів цілодобову систему охорони території підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «В.Рогачикская» запланована заміна існуючого комплекту захистів лінії 35кВ на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, який входить у склад шафи релейного захисту типу РШ-15, та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «В.Рогачикская»: 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.
- ЗП водія:
136 × 36(днів) = 4896 грн.
- ЗП разом:
27000 + 4896 = 31896грн.
- Сума витрат:
11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.
Термін окупності:
390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Змеевская (Н.Каховські РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Змеевская» (інв.№002530) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1973р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю по 2,5 МВА кожний.

На ПС-35/10кВ «Змеевская» 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 45 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 ВМС-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 «Змеевская» 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.

Разом із заміною пристроїв захистів ВМС-35кВ на ПС-35/10кВ «Змеевская» (інв.№002530) планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей, мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів цілодобову систему охорони території підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Змеевская» запланована заміна існуючого комплекту захистів ВМС-35кВ на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, який входить у склад шафи релейного захисту типу РШ-15, та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Змеевская»: 390,0 тис.грн.
Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.

- Сума витрат:

11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:

390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Костирка (Н.Каховські РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Костирка» (інв.№ 002527) АТ «Херсонобленерго» - одно-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1980р. підключена до мережі 35кВ однією лінією 35кВ. На підстанції встановлено один силовий трансформатор 35/10 кВ 1Т потужністю 1,8 МВА.

На ПС-35/10кВ «Костирка» експлуатується комплект електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т який складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, (Диф.захист відсутній), з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів силового трансформатору 1Т змонтовано в шафі зовнішньої установки, має термін експлуатації 38 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 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 «Костирка» 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.

Разом із заміною пристроїв захистів трансформатора 1Т на ПС-35/10кВ «Костирка» (інв.№ 002527) планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей, мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів цілодобову систему охорони території підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Костирка» запланована заміна існуючого комплекту захистів трансформатора 1Т на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, який входить у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М, та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Костирка»: 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.

- Сума витрат:

11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:

390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Н.Райская (Н.Каховські РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Н.Райская» (інв.№002528) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1969р. підключена до

мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю по 2,5 МВА кожний.

На ПС-35/10кВ «Н.Райская» для СМВ-35кВ експлуатується комплект електромеханічних захистів СМВ-35кВ з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів СМВ-35кВ змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 49 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 ВМС-35кВ на ПС-35/10кВ «Н.Райская» 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.

Разом із заміною пристроїв захистів СМВ-35кВ на ПС-35/10кВ «Н.Райская» (інв.№002528) планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей, мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів цілодобову систему охорони території підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Н.Райская» запланована заміна існуючого комплекту захистів СМВ-35кВ на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, який входить у склад шафи релейного захисту типу РШ-15, та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Н.Райская»: 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:
250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.
- ЗП водія:
136 × 36(днів) = 4896 грн.
- ЗП разом:
27000 + 4896 = 31896грн.
- Сума витрат:
11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.
Термін окупності:
390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Каиры (Каховські РЕМ)
з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Каиры» (інв.№009596) АТ «Херсонобленерго» - одно-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1971р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено один силовий трансформатор 35/10 кВ 1Т, потужністю 2,5 МВА.

На ПС-35/10кВ «Каиры» для МВ-35кВ Горностаївка експлуатується комплект електромеханічних захистів з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів МВ-35кВ Горностаївка змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 47 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 ВМ-35кВ Горностаївка на ПС- ПС-35/10кВ «Каиры» 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.

Разом із заміною пристроїв захистів ВМ-35кВ Горностаївка на ПС- ПС-35/10кВ «Каиры» (інв.№009596) планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей, мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів цілодобову систему охорони території підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Каиры» запланована заміна існуючого комплекту захистів ВМ-35кВ Горностаївка на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, який входить у склад шафи релейного захисту типу РШ-15, та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Каиры»: 390,0 тис.грн.
Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.

- Сума витрат:

11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:

390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Б.Благовещенка (Каховські РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Б.Благовещенка» (інв.№009763) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1963р. підключена до мережі 35кВ трьома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т потужністю 1,8МВА, 2Т потужністю 2,5 МВА.

На ПС-35/10кВ «Б.Благовещенка» для МВ-35кВ «Рубановка» експлуатується комплект електромеханічних захистів з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів МВ-35кВ «Рубановка» змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 55 років, вже вдвічі 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-35кВ «Рубановка» на ПС-35/10кВ «Б.Благовещенка» 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.

Разом із заміною пристроїв захистів МВ-35кВ «Рубановка» на ПС-35/10кВ «Б.Благовещенка» (інв.№009763) планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей, мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів цілодобову систему охорони території підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Б.Благовещенка» запланована заміна існуючого комплекту захистів МВ-35кВ «Рубановка» на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, який входить у склад шафи релейного захисту типу РШ-15, та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Б.Благовещенка»: 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.

- Сума витрат:

11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:

390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Богдановка (Каховські РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Богдановка» (інв.№011087) АТ «Херсонобленерго» - одно-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1988р. підключена до

мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено один силовий трансформатор 35/10 кВ 1Т потужністю 2,5 МВА.

На ПС-35/10кВ «Богдановка» для СМВ-35кВ експлуатується комплект електромеханічних захистів СМВ-35кВ з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів СМВ-35кВ змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 30 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 ВМС-35кВ на ПС-35/10кВ «Богдановка» 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.

Разом із заміною пристроїв захистів СМВ-35кВ на ПС-35/10кВ «Богдановка» (інв.№011087) планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей, мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів цілодобову систему охорони території підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Богдановка» запланована заміна існуючого комплекту захистів СМВ-35кВ на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, який входить у склад шафи релейного захисту типу РШ-15, та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Богдановка»: 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:
250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.
- ЗП водія:
136 × 36(днів) = 4896 грн.
- ЗП разом:
27000 + 4896 = 31896грн.
- Сума витрат:
11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.
Термін окупності:
390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Р.Люксембург (Каховські РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Р.Люксембург» (інв.№011082) АТ «Херсонобленерго» - одно-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1979р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено один силовий трансформатор 35/10 кВ 1Т потужністю 2,5 МВА.

На ПС-35/10кВ «Р.Люксембург» для СМВ-35кВ експлуатується комплект електромеханічних захистів СМВ-35кВ з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів СМВ-35кВ змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 39 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 ВМС-35кВ на ПС-35/10кВ «Р.Люксембург» 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.

Разом із заміною пристроїв захистів СМВ-35кВ на ПС-35/10кВ «Р.Люксембург» (інв.№011082) планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей, мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів цілодобову систему охорони території підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Р.Люксембург» запланована заміна існуючого комплекту захистів СМВ-35кВ на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, який входить у склад шафи релейного захисту типу РШ-15, та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Р.Люксембург»: 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.

- Сума витрат:

11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:

390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Каменка (Каховські РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Каменка» (інв.№ 011077) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1963р. 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 «Каменка» експлуатується комплект електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т який складається з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, (Диф.захист відсутній), з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів силового трансформатору 1Т змонтовано в шафі зовнішньої установки, має термін експлуатації 55 років, двічі 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 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

«Каменка» 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.

Разом із заміною пристроїв захистів трансформатора 1Т на ПС-35/10кВ «Каменка» (інв.№ 011077) планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей, мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів цілодобову систему охорони території підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Каменка» запланована заміна існуючого комплекту захистів трансформатора 1Т на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, який входить у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М, та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Каменка»: 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.

- Сума витрат:

11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:

390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Кр.Перекоп (Каховські РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Кр.Перекоп» (інв.№011079) АТ «Херсонобленерго» - одно-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1970р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ: 1Т потужністю 1,6 МВА, 2Т потужністю 2,5МВА. .

На ПС-35/10кВ «Кр.Перекоп» для ПЛ-35кВ «Р.Люксембург» експлуатується комплект електромеханічних захистів з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів ПЛ-35кВ «Р.Люксембург» змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 48 оків, 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 ПЛ-35кВ «Р.Люксембург» на ПС-35/10кВ «Кр.Перекоп» 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.

Разом із заміною пристроїв захистів ПЛ-35кВ «Р.Люксембург» на ПС-35/10кВ «Кр.Перекоп» (інв.№011079) планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей, мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів цілодобову систему охорони території підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Кр.Перекоп» запланована заміна існуючого комплекту захистів ПЛ-35кВ «Р.Люксембург» на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, який входить у склад шафи релейного захисту типу РШ-15, та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Кр.Перекоп»: 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.

- Сума витрат:

11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:

390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Ретранслятор (Каховські РЕМ)

ПС-35/10кВ «Ретранслятор» (інв.№ 011075) АТ «Херсонобленерго» - одно-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1986р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено один силовий трансформатор 35/10 кВ 1Т потужністю 6,3 МВА.

На ПС-35/10кВ «Ретранслятор» експлуатується комплект електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т який складається з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, Диф.захист, з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів силового трансформатору 1Т змонтовано в шафі зовнішньої установки, має термін експлуатації 32 роки, 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 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 «Ретранслятор» 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.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Ретранслятор» запланована заміна існуючого комплекту захистів трансформатора 1Т на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, який входить у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Ретранслятор»: 280,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.

- ЗП водія:

136 × 20(днів) = 2720 грн.

- ЗП разом:

2176 + 12000 = 17720 грн.

- Сума витрат:

4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.

Термін окупності:

280 / 42,016 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Тавричанка (Каховські РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Тавричанка» (інв.№ 011080) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1972р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю по 2,5 МВА кожний.

На ПС-35/10кВ «Тавричанка» експлуатуються комплекти електромеханічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, (Диф.захисти відсутні), з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т змонтовано в шафах зовнішньої установки, мають термін експлуатації 46 років, 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 його 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. Існуючий комплект захистів трансформаторів 1Т, 2Т ПС-35/10кВ «Тавричанка» не відповідає вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в ньому відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформаторів 1Т, 2Т в цілому.

Разом із заміною пристроїв захистів трансформаторів 1Т, 2Т на ПС-35/10кВ «Тавричанка» (інв.№ 011080) планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей, мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів

цілодобову систему охорони території підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Тавричанка» запланована заміна двох існуючих комплектів захистів трансформаторів 1Т, 2Т на комплекти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М, та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Тавричанка»: 670,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 комплекту	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.

- ЗП водія:

136 × 20(днів) = 2720 грн.

- ЗП разом:

2176 + 12000 = 17720 грн.

- Сума витрат:

4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.

Термін окупності:

280 / 42,016 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Григорьевка (Чаплинські РЕМ)

ПС-35/10кВ «Григорьевка» (інв.№013780) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1985р. підключена до мережі 35кВ трьома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ: 1Т, 2Т потужністю по 2,5 МВА.

На ПС-35/10кВ «Григорьевка» для ПЛ-35кВ «Строгановка» експлуатується комплект електромеханічних захистів з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів ПЛ-35кВ «Строгановка» змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 33 роки, 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 ПЛ-35кВ «Строгановка» на ПС-35/10кВ «Григорьевка» 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Григорьевка» запланована заміна існуючого комплекту захистів ПЛ-35кВ «Строгановка» на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, який входить у склад шафи релейного захисту типу РШ-15.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Григорьевка»: 280,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.

- ЗП водія:

136 × 20(днів) = 2720 грн.

- ЗП разом:

2176 + 12000 = 17720 грн.

- Сума витрат:

4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.

Термін окупності:

280 / 42,016 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ К.Владимировка (Чаплинські РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

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.

На ПС-35/10кВ «К.Владимировка» для СМВ-35кВ експлуатується комплект електромеханічних захистів з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів СМВ-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 комплекту захистів не спроможне забезпечити відновлення його 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, 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 «К.Владимировка» 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.

Разом із заміною пристроїв захистів СМВ-35кВ на ПС-35/10кВ «К.Владимировка» (інв.№013656) планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей, мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів цілодобову систему охорони території підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «К.Владимировка» запланована заміна існуючого комплекту захистів СМВ-35кВ на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, який входить у склад шафи релейного захисту типу РШ-15, та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «К.Владимировка»: 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:
250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.
- ЗП водія:
136 × 36(днів) = 4896 грн.
- ЗП разом:
27000 + 4896 = 31896грн.
- Сума витрат:
11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.
Термін окупності:
390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Строгановка (Чаплінский РЕМ)

ПС-35/10кВ «Строгановка» (інв.№ 013665) АТ «Херсонобленерго» - одно-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1980р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено один силовий трансформатор 35/10 кВ 1Т потужністю 2,5 МВА.

На ПС-35/10кВ «Строгановка» експлуатується комплект електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т який складається з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, (Диф.захист відсутній), з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів силового трансформатору 1Т змонтовано в шафі зовнішньої установки, має термін експлуатації 38 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 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 «Строгановка» 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.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Строгановка» запланована заміна існуючого комплекту захистів трансформатора 1Т на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, який входить у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Строгановка»: 280,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.

- ЗП водія:

136 × 20(днів) = 2720 грн.

- ЗП разом:

2176 + 12000 = 17720 грн.

- Сума витрат:

4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.

Термін окупності:

280 / 42,016 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Шевченко (Чаплінські РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Шевченко» (інв.№ 013663) АТ «Херсонобленерго» - одно-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1974р. підключена до мережі 35кВ однією лінією 35кВ. На підстанції встановлено один силовий трансформатор 35/10 кВ 1Т потужністю 1,8 МВА.

На ПС-35/10кВ «Шевченко» експлуатується комплект електромеханічних захистів силового трансформатора 1Т який складається з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, (Диф.захист відсутній), з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів силового трансформатору 1Т змонтовано в шафі зовнішньої установки, має термін експлуатації 44 роки, 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 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 «Шевченко» 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.

Разом із заміною пристроїв захистів трансформатора 1Т на ПС-35/10кВ «Шевченко» (інв.№ 013663) планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей, мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів цілодобову систему охорони території підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Шевченко» запланована заміна існуючого комплекту захистів трансформатора 1Т на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, який входить у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М, та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Шевченко»: 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.

- Сума витрат:

11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:

390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Попелаки (Новотроїцький РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

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. Комплект захистів силового трансформатору 1Т змонтовані в шафі 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 цього комплекту 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. Існуючій 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.

Разом із заміною пристроїв захистів трансформатора 1Т ПС-35/10кВ «Попелаки» планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей, мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів цілодобову систему охорони території підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Попелаки» запланована заміна існуючого комплекту захисту трансформатора 1Т на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М, та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Попелаки»: 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.

- Сума витрат:

11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:
390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Васильевка (Новотроїцькі РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Васильевка» (інв.№ 013160) АТ «Херсонобленерго» - одно-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1982р. підключена до мережі 35кВ однією лінією 35кВ. На підстанції встановлено один силовий трансформатор 35/10 кВ 1Т потужністю 1Т 2,5 МВА.

На ПС-35/10кВ «Васильевка» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силового трансформатора 1Т який складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, Диф.захистів, з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силового трансформатору 1Т,змонтовані в шафі зовнішньої установки, мають термін експлуатації 36 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 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. Існуючі комплекти захистів трансформатору 1Т, ПС-35/10кВ «Васильевка» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформатору 1Т, в цілому.

Разом із заміною пристроїв захистів трансформатора 1Т, ПС-35/10кВ «Васильевка» планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей, мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів цілодобову систему охорони території підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Васильевка» запланована заміна існуючих комплекту захисту трансформатора 1Т, на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М, та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Васильевка»: 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9

Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.

- Сума витрат:

11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:

390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Громовка (Новотроїцькі РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Громовка» (інв.№013091) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1960р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатора 35/10 кВ 1Т, потужністю 1Т 2,5 МВА, та 2Т, потужністю 4 МВА. На ПС-35/10кВ «Громовка» для МВ-35кВ Васильевская експлуатується комплект електромеханічних захистів МВ-35кВ Васильевская з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів МВ-35кВ Васильевская змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 58 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 ВМ-35кВ Васильевская на ПС-35/10кВ «Громовка» 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.

Разом із заміною пристроїв захистів ВМ-35кВ Васильевская на ПС-35/10кВ «Громовка» планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей, мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів цілодобову систему охорони території підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення

системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Громовка» запланована заміна існуючого комплекту захистів МВ-35кВ Васильевская на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-15, та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ « Громовка»: 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.

- Сума витрат:

11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:

390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Сиваши (Новотроїцькі РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Сиваши» (інв.№013134) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна 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. Комплект захистів МВ-35кВ Н.Алексеевка змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 41 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 ВМ-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.

Разом із заміною пристроїв захистів ВМ-35кВ Н.Алексеевка на ПС-35/10кВ «Сиваши» планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей, мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів цілодобову систему охорони території підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Сиваши» запланована заміна існуючого комплекту захистів МВ-35кВ Н.Алексеевка на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-15, та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ « Сиваши»: 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.

- Сума витрат:

11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:
390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Федоровка (Новотроїцькі РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Федоровка» (інв.№013092) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1972р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатора 35/10 кВ 1Т, потужністю 1Т 2,5 МВА, та 2Т, потужністю 2,5 МВА.. На ПС-35/10кВ « Федоровка» для МВ-35кВ Чкалово експлуатується комплект електромеханічних захистів МВ-35кВ Чкалово з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів МВ-35кВ Чкалово змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 46 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 ВМ-35кВ Чкалово на ПС-35/10кВ « Федоровка» 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.

Разом із заміною пристроїв захистів ВМ-35кВ Чкалово на ПС-35/10кВ «Федоровка» планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей, мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів цілодобову систему охорони території підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Федоровка» запланована заміна існуючого комплекту захистів МВ-35кВ Чкалово на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-15, та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ « Федоровка»: 390,0 тис.грн.
Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9

Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.

- Сума витрат:

11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:

390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Викторовка (Геніческі РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Викторовка» (інв.№ 009084) АТ «Херсонобленерго» - одно-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1987р. підключена до мережі 35кВ однією лінією 35кВ. На підстанції встановлено один силовий трансформатор 35/10 кВ 1Т потужністю 1Т 2,5 МВА.

На ПС-35/10кВ «Викторовка» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силового трансформатора 1Т який складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, Диф.захистів, з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силового трансформатору 1Т,змонтовані в шафі зовнішньої установки, мають термін експлуатації 31 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 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. Існуючі комплекти захистів трансформатору 1Т, ПС-35/10кВ «Викторовка» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформатору 1Т, в цілому.

Разом із заміною пристроїв захистів трансформатору 1Т, ПС-35/10кВ «Викторовка» планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей, мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів цілодобову систему охорони території

підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Викторовка» запланована заміна існуючих комплекту захисту трансформатора 1Т, на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М, та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Викторовка»: 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.

- Сума витрат:

11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:

390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Петровка (Геніческі РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Петровка» (інв.№ 009077) АТ «Херсонобленерго» - одно-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1967р. підключена до мережі 35кВ однією лінією 35кВ. На підстанції встановлено один силовий трансформатор 35/10 кВ 1Т потужністю 1Т 2,5 МВА.

На ПС-35/10кВ «Петровка» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силового трансформатора 1Т який складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, Диф.захистів, з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силового трансформатору 1Т,змонтовані в шафі зовнішньої установки, мають термін експлуатації 51 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 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. Існуючі комплекти захистів трансформатору 1Т, ПС-35/10кВ «Петровка» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформатору 1Т, в цілому.

Разом із заміною пристроїв захистів трансформатору 1Т, ПС-35/10кВ «Петровка» планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей, мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів цілодобову систему охорони території підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Петровка» запланована заміна існуючих комплекту захисту трансформатора 1Т, на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М , та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Петровка»: 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.
- Сума витрат:
11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.
Термін окупності:
390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Молодежная (Скадовські РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

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. Комплект захистів СМВ-35кВ змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 32 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 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.

Разом із заміною пристроїв захистів СМВ-35кВ на ПС-35/10кВ «Молодежная» планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей, мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів цілодобову систему охорони території підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Молодежная» запланована заміна існуючого комплекту захистів СМВ-35кВ на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-15, та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ « Молодежная»: 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день

Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.

- Сума витрат:

11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:

390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Птаховка (Скадовські РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

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.

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 трансформатору 1Т,змонтовані в шафі зовнішньої установки, мають термін експлуатації 34 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 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. Існуючі комплекти захистів трансформатору 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 трансформатору 1Т, в цілому.

Разом із заміною пристроїв захистів трансформатору 1Т, ПС-35/10кВ «Птаховка» планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей,

мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів цілодобову систему охорони території підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Птаховка» запланована заміна існуючих комплекту захисту трансформатора 1Т, на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М, та встановлення системи охоронної сигналізації .

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Птаховка»: 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.

- Сума витрат:

11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:

390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Широкая (Скадовські РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Широкая» (інв.№ 006089) АТ «Херсонобленерго» - одно-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1991р. підключена до мережі 35кВ однією лінією 35кВ. На підстанції встановлено один силовий трансформатор 35/10 кВ 1Т потужністю 1Т 2,5 МВА.

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 трансформатору 1Т,змонтовані в шафі зовнішньої установки, мають термін експлуатації 27 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 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. Існуючі комплекти захистів трансформатору 1Т, ПС-35/10кВ «Широкая» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформатору 1Т, в цілому.

Разом із заміною пристроїв захистів трансформатору 1Т ПС-35/10кВ «Широкая» планується встановлення системи охоронної сигналізації на базі ППК Грифон, що дозволяє контролювати збереження матеріальних цінностей, мастила, силових та вимірювальних трансформаторів, пристроїв РЗА, та створити на базі вказаних засобів цілодобову систему охорони території підстанції. ППК Грифон відсилає тривожні сигнали у разі порушення системи безпеки або периметру території підстанції на центральний пульт охоронної сигналізації.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Широкая» запланована заміна існуючих комплекту захисту трансформатора 1Т, на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М , та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Широкая»: 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.
- ЗП разом:
27000 + 4896 = 31896грн.
- Сума витрат:
11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.
Термін окупності:
390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Таврийская (Скадовські РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Таврийская» (інв.№ 006084) АТ «Херсонобленерго» - дво-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1980р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т потужністю 1Т 4,0 МВА, та 2Т 1,6МВА.

На ПС-35/10кВ «Таврийская» експлуатуються комплекти 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 в шафі зовнішньої установки, мають термін експлуатації 38 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 «Таврийская» 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Таврийская» запланована заміна існуючих комплекту захистів трансформаторів 1Т, 2Т на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М, та встановлення системи охоронної сигналізації .

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Таврийская»:
390,0 * 2 = 780,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9

Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.

- Сума витрат:

11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:

390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Архангельская (Високопільські РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

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. На ПС-35/10кВ « Архангельская» для МВ-35кВ В.Александровка експлуатується комплект електромеханічних захистів МВ-35кВ В.Александровка з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів МВ-35кВ В.Александровка змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 50 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-35кВ В.Александровка 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.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Архангельская» запланована заміна існуючого комплекту захистів МВ-35кВ В.Александровка на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-15, та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Архангельская»: 390,0 тис.грн.
Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.
380 × 30 = 11404,8 грн.
- ЗП працівників:
250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.
- ЗП водія:
136 × 36(днів) = 4896 грн.
- ЗП разом:
27000 + 4896 = 31896грн.
- Сума витрат:
11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:

390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Золотобалковская (Високопільські РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Золотобалковская» (інв.№ 005397) АТ «Херсонобленерго» - дво-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 1Т 2,5 МВА, та 3Т потужністю 4,0 МВА.

На ПС-35/10кВ «Золотобалковская» 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 51 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, 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. Існуючі комплекти захистів трансформаторів 1Т, 3Т ПС-35/10кВ «Золотобалковская» 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Золотобалковская» запланована заміна існуючих комплекту захисту трансформатора 1Т, на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М , та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Золотобалковская»: 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.

- Сума витрат:

11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:

390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Пограничная (Високопільські РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Пограничная» (інв.№ 005382) АТ «Херсонобленерго» - одно-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1995р. підключена до мережі 35кВ однією лінією 35кВ. На підстанції встановлено один силовий трансформатор 35/10 кВ 1Т потужністю 1Т 4,0 МВА.

На ПС-35/10кВ «Пограничная» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силового трансформатора 1Т який складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, Диф.захистів, з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силового трансформатору 1Т,змонтовані в шафі зовнішньої установки, мають термін експлуатації 23 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 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. Існуючі комплекти захистів трансформатору 1Т, ПС-35/10кВ «Пограничная» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформатору 1Т, в цілому.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Пограничная» запланована заміна існуючих комплекту захисту трансформатора 1Т, на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М, та встановлення системи охоронної сигналізації .

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Пограничная»:

390,0 * 1 = 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.

- Сума витрат:

11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:

390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Янтарная (Високопільські РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Янтарная» (інв.№ 005212) АТ «Херсонобленерго» - одно-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1989р. підключена до мережі 35кВ однією лінією 35кВ. На підстанції встановлено один силовий трансформатор 35/10 кВ 1Т потужністю 1Т 2,5 МВА.

На ПС-35/10кВ «Янтарная» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силового трансформатора 1Т який складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, Диф.захистів, з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силового трансформатору 1Т,змонтовані в шафі зовнішньої установки, мають термін експлуатації 29 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 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. Існуючі комплекти захистів трансформатору 1Т, ПС-35/10кВ «Янтарная» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформатору 1Т, в цілому.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Янтарная» запланована заміна існуючих комплекту захисту трансформатора 1Т, на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М , та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Янтарная»: 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.

- Сума витрат:

11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:

390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Пионер (Високопільські РЕМ)

ПС-35/10кВ «Пионер» (інв.№005197) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1993р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатора 35/10 кВ 1Т, потужністю 1Т 2,5 МВА, та 2Т, потужністю 2,5 МВА.. На ПС-35/10кВ « Пионер» для СМВ-35кВ експлуатується комплект електромеханічних захистів СМВ-35кВ з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів СМВ-35кВ змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 25 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 СМВ-35кВ на ПС-35/10кВ « Пионер» 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Пионер» запланована заміна існуючого комплекту захистів СМВ-35кВ на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-15.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Пионер»: 280,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	280 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 км ×20 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 143,2 л.

143,2 × 30 = 4296 грн.

- ЗП працівників:

250 × 20(днів) × 3(кількість працівників) = 15000 грн.

- ЗП водія:

136 × 20(днів) = 2720 грн.

- ЗП разом:

2176 + 12000 = 17720 грн.

- Сума витрат:

4296 + 17720 + 20000 =42016 грн.

Термін окупності:

280 / 42,016 = 6,7 років.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Светличная (Високопільські РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Светличная» (інв.№ 005438) АТ «Херсонобленерго» - одно-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1994р. підключена до мережі 35кВ однією лінією 35кВ. На підстанції встановлено один силовий трансформатор 35/10 кВ 1Т потужністю 1Т 1,6 МВА.

На ПС-35/10кВ «Светличная» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силового трансформатора 1Т який складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, Диф.захистів, з використанням електромеханічних реле. Комплекти захистів силового трансформатору 1Т,змонтовані в шафі зовнішньої установки, мають термін експлуатації 24 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 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. Існуючі комплекти захистів трансформатору 1Т, ПС-35/10кВ «Светличная» не відповідають вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформатору 1Т, в цілому.

Згідно заходів з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Светличная» запланована заміна існуючих комплекту захисту трансформатора 1Т, на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-13М , та встановлення системи охоронної сигналізації.

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Светличная»: 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.

- Сума витрат:

11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:

390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Реконструкція пристроїв РЗА ПС-35/10кВ Верби (Івановські РЕМ) з встановленням комплекту охоронної сигналізації

ПС-35/10кВ «Верби» (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 1Т 1,6 МВА, та 2Т, потужністю 2,5 МВА.. На ПС-35/10кВ « Верби» для СМВ-35кВ експлуатується комплект електромеханічних захистів СМВ-35кВ з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів СМВ-35кВ змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 51 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 СМВ-

35кВ на ПС-35/10кВ «Верби» 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 з будівництва, модернізації і реконструкції електричних мереж та обладнання, викладених в цій Програмі, на ПС-35/10кВ «Верби» запланована заміна існуючого комплекту захистів СМВ-35кВ на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, які входять у склад шафи релейного захисту типу РШ-15, та встановлення системи охоронної сигналізації .

Заплановані витрати коштів для ПС-35/10кВ «Верби»: 390,0 тис.грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 30 км.
Ціна 1 літра палива А-92	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./день
Загальна вартість пристроїв	179,9 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3 * 3 = 9
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	10 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

60 км ×36 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 380,16 л.

380 × 30 = 11404,8 грн.

- ЗП працівників:

250 × 36(днів) × 3(кількість працівників) = 27000 грн.

- ЗП водія:

136 × 36(днів) = 4896 грн.

- ЗП разом:

27000 + 4896 = 31896грн.

- Сума витрат:

11404,8+31896+30000 =73300,8 грн.

Термін окупності:

390,0 / 73,3 = 5,3 року.

Придбання ноутбуку для налагодження та обслуговування мікропроцесорних пристроїв РЗА (або аналог)

Для якісного та повноцінного виконання робіт з сучасними пристроями релейного захисту необхідно щоб персонал виконуючий роботи з налагодження, обслуговування мали в своєму розпорядженні портативний персональний комеьютер.

Ноутбук надає можливості не тільки виконання технічних завдань, але і організовує аналітичну роботу обслуговуючого персоналу. Що дає змого

оперативного реагування на зміни у мережі. Пов’язані зі зміною струмів та їх характерів в залежності від наявності типу навантаження, наявності генерацій.

Заплановані витрти коштів з 2020 по 2024 рік:

7шт. х 16 тис.грн = 112 тис.грн

Економічний ефект

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	7 шт.
Вартість одного пристрою	16 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:

16,0 / 56,0 = 0,3 року

Придбання Аналізатора якості електроенергії типу SATEC PM175 або аналог

Для виконання кодексу оператора системи розподілу, а саме пункту «11.4 Якість надання послуг з електропостачання». Необхідно виконувати контроль якості електричної енергії у точках приєднання споживачів.

Для виконання контролю, необхідно використовувати пристрої які відповідають та моєть можливість організації протоколу згідно ГОСТ EN 50160. Пристрій SATEC PM175-U-5-50HZ-ACDC-ETH використовується пристрій на об’єктах високої та середньої напруги, відповідає усім необхідним параметрам для виконання необхідних завдань.

Заплановані витрати коштів з 2020 по 2024 роки:

5 шт. * 5років * 70 тис.грн. = 1 750 тис грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	70 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	1
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	5 днів
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	480 грн.
Витрати на ремонт за рік	20 тис. грн.
Відстань до ПС	2*50 км.
Ціна 1 літра палива	32 грн
Середня ЗП водія	170 грн./ день

Розрахунок:

Витрати на паливо:
100 км ×5 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 89,5 л.
89,5 × 32 = 2 864 грн.
- ЗП працівників:
480 × 5(днів) × 3(кількість працівників) = 7 200 грн.
- ЗП водія:
170 × 5(днів) = 850 грн.
- ЗП разом:
850 + 7 200 = 8 050 грн.
- Сума витрат:
2 864 + 8 050 + 10000 = 20 914 грн.
Термін окупності:
70 / 20,9 = 3,35 року.

Придбання Аналізатора якості електроенергії типу FLUKE VR1710 або аналог

Для виконання кодексу оператора системи розподілу, а саме пункту «11.4 Якість надання послуг з електропостачання». Необхідно виконувати контроль якості електричної енергії у точках приєднання споживачів.

Для виконання контролю, необхідно використовувати пристрої які відповідають та моєть можливість організації протоколу згідно ГОСТ EN 50160. Пристрій FLUKE VR1710 використовується для вимірювання параметрів якості електричної енергії на електроустановках назької напруги, відповідає усім необхідним параметрам для виконання необхідних завдань.

Заплановані витрати коштив з 2020 по 2024 роки:
6 шт * 3 роки * 32 тис.грн = 576 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	32 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	1
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	5 днів
Склад бригади	2 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	480 грн.
Витрати на ремонт за рік	7 тис. грн.
Відстань до ПС	2*50 км.
Ціна 1 літра палива	32 грн
Середня ЗП водія	170 грн./ день

Розрахунок:
Витрати на паливо:
100 км ×5 (кількість днів) × 0.179 (л/км) = 89,5 л.
89,5 × 32 = 2 864 грн.
- ЗП працівників:
480 × 5(днів) × 2(кількість працівників) = 4 800 грн.

- ЗП водія:
170 × 5(днів) = 850 грн.
- ЗП разом:
850 + 4 800 = 5 650 грн.
- Сума витрат:
2 864 + 5 650 + 7 000 = 15 514 грн.
Термін окупності:
32 / 15,5 = 2,06 року.

Обгрунтування придбання апаратури «Випробувальна установка «РЗА-Тестер» в комплекті з трансформатором ТН-600 або аналог»

В даний час персонал СРЗА АТ «Херсонобленерго» використовує для налагодження складних мікропроцесорних пристроїв РЗА перевірочні установки типу РЗА-ТЕСТЕР та OMICRON-356, які мають 3-и незалежних канали по струму, та 3-и незалежних канали по напрузі. Для повноцінного налагодження трьохфазних дистанційних мікропроцесорних захистів потрібно використовувати одночасно 6-ть каналів по напрузі — три для схеми “зірка”, і ще три для схеми “розімкнутий трикутник”. Такі можливості можна отримати при використанні вимірювального трансформатора напруги типу ТН-600 (АФЗА.671247.001), який розроблено виробником як приставку до перевірочні установки РЗА-ТЕСТЕР.

Заплановані витрати коштів з 2020 по 2024 роки
5 шт * 500 тис.грн. = 2 500 тис грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	5 шт.
Вартість пристрою	500 тис.грн.
Економія часу при застосуванні приладу за один робочий день	2,5 години
Сумарна заробітна плата бригади за одну годину	111,25 грн.
Середня кількість робочих днів на місяць	21

Розрахунок
2,5год. × 21(роб. день) * 12(місяців) = 630,0 л/г.
Умовна економія заробітної плати бригади на рік:
630,0 * 111,25 = 70087,5 грн.
Термін окупності на один пристрій:
500 / 70,1 = 7,1 року

Обгрунтування придбання перевірочної апаратури «Випробувальна установка «RPAT» в комплекті з трансформатором струму ТТ-400 або аналог»

В 2017 році в мережах 6-10кВ АТ «Херсонобленерго» розпочато програму встановлення лінійних вимикачів типу «Реклоузер», які призначені для секціювання повітряних ліній 6-10кВ з великою протяжністю, розташованих в

сільській місцевості. Реклоузери встановлені на опорах 6-10кВ, на висоті 6-7м, на великій відстані від населених пунктів та від підстанцій 35/10кВ. З цієї причини виконання технічного обслуговування пристроїв РЗА, вбудованих в Реклоузери, потребує автономного джерела живлення для перевірочної апаратури, що використовується для перевірок пристроїв РЗА. Використання перевірочних установок типу ПТ-01 не є зручним з наступних причин. По-перше установка ПТ-01 виявляється громіздкою під час її використання в корзині автовишки. Крім установки ПТ-01 в корзині повинна знаходитись бригада з двох фахівців. По-друге для живлення установки ПТ-01 необхідно мати в комплекті бензогенератор з подовжувачем для живлення установки змінною напругою 220В, що не є безпечним в обмеженому просторі корзини автовишки. Альтернативним рішенням під час перевірок пристроїв РЗА Реклоузерів є використання пристроїв типу «RPAT»

Заплановані витрати коштів з 2020 по 2024 рік:

5 шт * 500 тис.грн. = 2 500 тис грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	5 шт.
Вартість пристрою	500 тис.грн.
Економія часу при застосуванні приладу за один робочий день	2,5 години
Сумарна заробітна плата бригади за одну годину	111,25 грн.
Середня кількість робочих днів на місяць	21

Розрахунок

2,5год. × 21(роб. день) * 12(місяців) = 630,0 л/г.

Умовна економія заробітної плати бригади на рік:

630,0 * 111,25 = 70087,5 грн.

Термін окупності на один пристрій:

500 / 70,1 = 7,1 року

Придбання приладу типу «Compano 100» для перевірки простих пристроїв РЗА

В 2017 році в мережах 6-10кВ АТ«Херсонобленерго» розпочато програму встановлення лінійних вимикачів типу «Реклоузер», які призначені для секціювання повітряних ліній 6-10кВ з великою протяжністю, розташованих в сільській місцевості. Реклоузери встановлені на опорах 6-10кВ, на висоті 6-7м, на великій відстані від населених пунктів та від підстанцій 35/10кВ. З цієї причини виконання технічного обслуговування пристроїв РЗА, вбудованих в Реклоузери, потребує автономного джерела живлення для перевірочної апаратури, що використовується для перевірок пристроїв РЗА. Використання перевірочних установок типу ПТ-01 не є зручним з наступних причин. По-перше установка ПТ-01 виявляється громіздкою під час її використання в корзині автовишки. Крім установки ПТ-01 в корзині повинна знаходитись бригада з двох фахівців. По-друге для живлення установки ПТ-01 необхідно мати в комплекті бензогенератор з подовжувачем для живлення установки

змінною напругою 220В, що не є безпечним в обмеженому просторі корзини автовишки. Альтернативним рішенням під час перевірок пристроїв РЗА Реклоузерів є використання пристроїв типу «COMPANO 100», які мають наступні характеристики:

вбудований акумулятор, що дозволяє виконувати роботи впродовж не менше 6 годин з повною зарядкою;

маса пристрою не більше 10кг.;

потужність джерела змінного струму 600ВА, достатня для всіх видів вимірів пристроїв РЗА;

універсальна конфігурація вимірювальних приладів вбудованого контролера, яка забезпечує всі необхідні виміри.

Впровадження перевірочних пристроїв типу «COMPANO 100» дозволить:

виконувати перевірки пристроїв РЗА Реклоузерів 6-10кВ в автономних умовах, без використання бензогенераторів (відсутня необхідність витрат на паливо, витрат на технічне обслуговування бензогенераторів, витрат на їх перевезення);

забезпечити безпеку бригади СРЗА при виконанні робіт на висоті;

виконувати перевірки пристроїв РЗА Реклоузерів 6-10кВ з прогрузкою первинним струмом;

контролювати потрібні параметри під час перевірки з достатньою точністю, що дасть можливість найбільш якісно виконувати настройку пристроїв РЗА;

зменшити час до 20% при виконанні перевірок пристроїв РЗА за рахунок використання вмонтованих в пристрій вимірювальних приладів з достатньою точністю виміру;

одержати в цілому комплекс релейних захистів мережі 6-10кВ, який діє у відповідності до вимог селективності та надійності роботи енергетичного устаткування.

Заплановані витрати коштів з 2020 по 2024 рік:

4 шт * 600 тис.грн. = 2 400 тис грн.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	4 шт.
Вартість пристрою	600 тис.грн.
Економія часу при застосуванні приладу за один робочий день	3 години
Сумарна заробітна плата бригади за одну годину	111,25 грн.
Середня кількість робочих днів на місяць	21
Час роботи бензогенератора	6 г. (5л/г)
Ціна 1 літра палива	32грн
Кількість днів перевірки	3дні

Розрахунок

3 год. × 21(роб. день) * 12(місяців) = 756 л/г.

Умовна економія заробітної плати бригади на рік:

756 * 111,25 = 84 105 грн.

Витрати на паливо:
3(дні) * 30(літрів) = 90 (л.)
90(л) * 32(грн.) = 2 880 (грн.)
Сума витрат:
2 880 + 84 105 = 86 985 (грн.)
Термін окупності:
600 / 86,99 = 6,9 року

Обгрунтупання придбання «Прилад для перевірки простих пристроїв РЗА типу ПТ-01 в комплекті з трансформатором струму ТТ-400, або аналог»

В даний час релейний персонал РЕЗ і ЕМ АТ «ЕК «Херсонобленерго» використовує для виконання перевірок пристроїв РЗА з прогрузкою первинним струмом морально застарілі та фізично зношені прилади типу У-5053.

Крім того, більшість персоналу РЕЗ і ЕМ зовсім не має перевірочних пристроїв промислового зразку, і користується саморобними пристроями, що значно знижує якість виконання перевірок пристроїв РЗА та точність вимірювання контрольованих показників.

Деякі РЕЗ і ЕМ не мають прогрузочної апаратури, і тому перевірки з прогрузкою первинним струмом не виконуються зовсім, що впливає на правильну роботу всього комплексу пристроїв РЗА АТ «Херсонобленерго», що не відповідає вимогам ГКД 34.20.507-2003.

Впровадження перевірочних пристроїв ПТ-01 дозволить:

1. Виконувати перевірки пристроїв РЗА з прогрузкою первинним струмом.
2. Контролювати потрібні параметри під час перевірки з достатньою точністю, що дасть можливість найбільш якісно виконувати настройку пристроїв РЗА.
3. Зменшити час до 20% при виконанні перевірок пристроїв РЗА за рахунок використання вмонтованих в прогрузочний пристрій вимірювальних приладів з достатньою точністю виміру.
4. Одержати в цілому перевірочний комплекс релейних захистів, який діє у відповідності до вимог селективності та надійності роботи енергетичного устаткування.

Заплановані витрати коштів з 2020 по 2024 рік:
5 шт * 400 тис.грн. = 2 000 тис грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	5 шт.
Вартість одного пристрою	400 тис.грн.
Економія часу при застосуванні приладу за один робочий день	2,5 години
Сумарна заробітна плата бригади за одну годину	111,25 грн.
Середня кількість робочих днів на місяць	21

Розрахунок
2,5год. × 21(роб. день) * 12(місяців) = 630 л/г.
Умовна економія заробітної плати бригади на рік:

630,0 * 111,25 = 70088 грн.
Термін окупності на один пристрій:
400 / 70,1 = 5,7 року

Придбання бензогенераторів Vitals (або аналог) 5,0 кВт

Під час виконання перевірки пристроїв релейного захисту використовується перевірочна апаратура, яка потребує незалежне джерело живлення електроенергією з потужністю не менше 5-7 кВт. Тривалість виконання перевірок пристроїв РЗА - до 6 -ти годин за один робочий день. У випадках, коли потрібно виконувати перевірку пристроїв РЗА на підстанціях 35/6-10кВ з одним силовим трансформатором, єдина можливість виконати роботу - тільки з використанням бензогенератора.

В даний час релейний персонал РЕЗ і ЕМ АТ«Херсонобленерго» використовує для виконання перевірок пристроїв РЗА бензогенератор центральної служби ІЗПВ, що має такі недоліки:

1. неможливість використання бензогенератора у випадках його використання для робіт служби ІЗПВ, або іншими РЕЗ і ЕМ;
2. значні витрати палива і часу для доставки бензогенератора в РЕЗ і ЕМ і назад в СІЗПВ;
3. обмеженість у виконанні перевірок пристроїв РЗА через недостатню потужність існуючого в СІЗПВ, бензогенератора.

Зважаючи на вказані недоліки релейний персонал окремих РЕЗ і ЕМ зовсім не виконує перевірки пристроїв РЗА на ПС-35/10кВ з одним силовим трансформатором.Впровадження бензогенераторів дозволить:
Виконувати перевірки пристроїв РЗА в повному обсязі на всіх ПС-35/10кВ.
Зменшити час і витрати палива на доставку бензогенераторів до робочого місця.
Одержати в цілому комплекс релейних захистів АТ«Херсонобленерго», який діє у відповідності до вимог селективності та надійності роботи енергетичного устаткування.

Заплановані витрати коштів з 2020 по 2024 рік:
4 шт * 20 тис.грн. = 80 тис грн.
Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна приладу	20,0 тис. грн.
Кількість приладів на рік	1 шт.
Кількість перевірок одно-трансформаторних підстанцій на рік	18 шт.
Тривалість відрядження для роботи на одній підстанції	2 доби
Тривалість робіт з бензогенератором на рік	36 доби
Вартість оренди генератора на добу	250 грн.

Розрахунок:

Витрати на оренду бензогенератора:

250 грн. × 36 (кількість діб) = 9000 грн.

Термін окупності:

20,0 / 9,0 = 2,2 року.

Придбання вольтамперфазометрів типу ВАФ-А(С)

В даний час в мережах 150/35/6-10кВ АТ «Херсонобленерго» все більше використовуються мікропроцесорні пристрої захистів зі складними та особливо складними функціональними блоками. Для контролю правильності параметрів настроювань таких пристроїв необхідно мати в складі будь-якої лабораторії або бригади служби РЗА вимірювальні пристрої, здатні швидко і точно вимірювати різні електричні величини, такі, як струм, напруга, , та інше. Таким вимірювальним пристроєм є вольтамперфазометр типу ВАФ-А(С).

В експлуатації в службі СРЗА знаходяться вольтамперфазометри типу ВАФ-85М та ВАФ-4333, які не дозволяють виконувати такі виміри, як кути зсуву між напругою і напругою, та між струмом і струмом, а також виміри коефіцієнта потужності, значень активної, реактивної та повної потужності. Ці величини доводиться вимірювати непрямими методами, тобто вираховувати з інших вимірюваних параметрів, що приводить до невиправданих втрат часу фахівців служби РЗА.

Для забезпечення можливості більш якісного, та з меншими витратами часу, обслуговування мікропроцесорних пристроїв захистів силового обладнання, службою СРЗА заплановано придбання вольтамперфазометрів типу ВАФ-А(С), які призначені для наступних вимірів:

діючого значення змінної напруги та змінного струму;

частоти змінного струму і напруги;

кута зсуву фаз між напругою та струмом;

кута зсуву між напругою та напругою;

кута зсуву між струмом та напругою, якщо пристрій укомплектовано опорним джерелом живлення;

кута зсуву між струмом та струмом, якщо пристрій укомплектовано опорним джерелом живлення;

косинуса кута (cosφ), обчислення та відображення;

активної, реактивної та повної потужності.

Заплановані витрати коштів з 2020 по 2024 рік:

7 шт * 30 тис.грн. = 210 тис грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Вартість пристрою	30,0 тис.грн.
Економія часу при застосуванні приладу за один робочий день	0,6 година
Сумарна заробітна плата бригади за одну годину	111,25 грн.
Середня кількість робочих днів на місяць	21

Розрахунок

0,6 год. × 21(роб. день) * 12(місяців) = 151,2 л/г.
Умовна економія заробітної плати бригади на рік:
151,2 * 111,25 = 16 821 грн.
Сума витрат: 16,821 (тис.грн.)
Термін окупності одного пристрою:
30,0 / 16,8 = 1,8 року

22.4 МОДЕРНІЗАЦІЯ ЗАСОБІВ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ, ТЕЛЕМЕХАНІКИ ТА ЗВ'ЯЗКУ.

Комплекс заходів з впровадження телемеханіки на підстанціях 150 кВ та 35кВ для створення системи автоматичної реєстрація відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів 35 та 10 кВ.

У ПрАТ „ЕК "Херсонобленерго" до 2004 року з використанням різноманітних комплексів телемеханіки (УТК-1, УТМ-7, ТМ-800 та КП Гранит) з 18 підстанцій 150 кВ та 198 підстанцій 35 кВ було телемеханізовано тільки 15 ПС-150 кВ. Починаючи з 2004 року у рамках „Проекту модернізації та розвитку автоматизованої системи диспетчерського та технологічного управління (АСДТУ) компанії ВАТ „ЕК "Херсонобленерго", який визначає мету, послідовність та порядок побудови АСДТУ, розпочато перший етап комплексної телемеханізації підстанцій ПС-150 кВ та 35 кВ яким передбачалось проведення робіт з комплексної телемеханізації 11 підстанцій 150 кВ та 15 підстанцій 35 кВ які розташовані у м.Херсон. У рамках реалізації першого етапу Проекту, виконано робіт з комплексної телемеханізації 3 підстанцій 150 кВ («ХНПЗ», «Виноградово», «Цюрупинская» та 5 підстанцій 35 кВ («Комсомольская», «Текстильная», «Северная», «Днепровская», «Кошевая»), що забезпечують енергопостачання крупних житлових районів м. Херсону. Також у рамках першого етапу виконано робіт з розробки проектів телемеханізації 7 підстанцій 150 кВ («Н-Троицкая», «П.Покровская», «Коммунальная», «Промышленная», «Никольская», «Н.Алексеевка», «Н.Тимофеевка»), та 2 підстанцій 35 кВ («Очистные сооружения та «Консервная»).

Враховуючи можливість переходу Товариства на стимулююче тарифоутворення (Постанова НКРЕ №1029 від 26.07.2013 р) та необхідністю створення системи реєстрації відключень в електричних мережах протягом першого регуляторного періоду (3 роки), у Товаристві, починаючи з 2014 року разом з заходами з комплексної телемеханізації підстанцій, розпочато перший етап телемеханізації ПС-150 кВ зі створення системи автоматичної реєстрація перерв в електропостачанні фідерів 35 та10 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 каналу зв'язку використовуються відомчі захищені канали передавання даних за технологією Ethernet на базі віртуальної мережі IP MPLS або відомчий радіоканал передавання даних, що будується за допомогою радіомодемів передавання даних.

У якості основних критеріїв для вибору підстанцій 150-35 кВ на яких в першу чергу буде створено системи автоматичної реєстрація перерв в електропостачанні фідерів, є наступні напрямки:

- створення системи автоматичної реєстрація перерв у розрізу РЕЗ та

ЕМ які мають найбільшу кількість споживачів згідно категорій (Табл.1);

- технічні можливості наявних засобів телемеханіки та каналів передавання даних;
- перспективних напрямків розвитку каналів зв’язку та передавання даних.

Таблиця.1

Кількість споживачів згідно категорій

№	Назва РЕЗ та ЕМ	Кількість споживачів	Сумарна потужність	Кількість споживачів		
				2 кат.	3 кат.	побутові
1	ХМЕМ	175286	1003719,94	0	10275	165011
2	Н.Каховський	51894	251127,26	0	3398	48496
3	Каховський	36482	500713,15	0	2904	33578
4	Олешківськи	29998	124232,76	0	1407	28591
5	Голопристанський	26576	134537,46	0	1776	24800
6	Високопільський	25862	110731,36	6	1790	24066
7	Генічеський	24688	130427,78	0	1617	23071
8	Чаплинський	22615	134545,07	1	1741	20873
9	Скадовський	20487	102961,97	0	1500	18987
10	Н.Троїцький	14437	153685,49	0	1263	13174
11	В.Лепетихський	12287	56755,28	0	1009	11278
12	Іванівський	11957	49035,74	0	1011	10946

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, а саме: м.Берислав, м.Каховка, м.НоваКаховка, м.ГолаПристань, м.Цюрупинськ, м.Геніческ, м.Скадовськ та поселки районних центрів Білозерка, В.Олександрівка, В.Лепетиха, В.Рогачик, Іванівка, Н.Сірогози, Горностаївка (2016 рік). Також з 2016 році у Товаристві розпочато розбудову радіомережі передавання даних зі встановленням у всіх РЕЗ відповідного каналоутворювального обладнання радіозв'язку. Починаючи з 2017 року застосовано комплексний підхід до створення системи реєстрації перерв на ПС-150 та ПС-35 кВ що

знаходяться на території одного структурного підрозділу Білозерської дільниці ХМЕМ, зі встановлення обладнання реєстрації перерв, розбудовою мережі радіозв'язку між ПС-35 кВ та створенням радіорелейних каналів зв'язку. До складу такої системи ввійшли 4 ПС-150 кВ, та 15 ПС-35 кВ які забезпечують живлення у Білозерському районі Херсонської області, та зважаючи на раніше

телемеханізовані підстанції у ХМЕМ (2014-2015 роки) було охоплено системою реєстрації перерв близько 39 % споживачів Херсонській 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 враховуючи можливість переходу на стимулююче тарифоутворення було проведено аналіз оснащення підстанції 150, 35 кВ та РП 10(6) кВ засобами телемеханізації, станом на 2017 рік: з 19 підстанцій 150 кВ та 198 підстанцій 35 кВ телемеханізовано 6 ПС-150 кВ (32 %) та 32 ПС-35 кВ (16 %), потребують проведення телемеханізації -13 ПС-150 кВ (68 %), 166 ПС-35 кВ (84 %) та 22 РП-10 кВ (100%).

Зважаючи на незадовільний стан з телемеханізації підстанції 150, 35 кВ та РП 10(6) кВ у 2017 році у рамках створення системи автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35, 10 кВ ПрАТ «ЕК «Херсонобленерго» було розроблено Концепцію телемеханізації підстанції 150-35-10 кВ зі створення системи автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні споживачів, вона передбачає проведення комплекс заходів з телемеханізації підстанцій у період з 2017 по 2026 рік та обсяг фінансування – **58675,71** 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 двох підстанції 150 кВ та 4 ПС-35 кВ, крім цього у рамках ІП-2019 року передбачено провести реконструкцію телемеханіки однієї підстанції 150 кВ та створення 2 комплексів реєстрації перерв на підстанціях 150 кВ "Дудчино" та "Промбаза" на суму – **3971,26** тис грн без ПДВ та 1 комплексу на підстанції 35 кВ "А.Нова" на суму – **981,37** тис грн без ПДВ.

Згідно проведеного аналізу оснащеності засобами телемеханіки на

підстанціях АТ «Херсонобленерго» сформована кількість підстанцій 154, 35 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 (Додаток 1):

Стан оснащення підстанцій засобами телемеханіки

Стан оснащення підстанцій засобами телемеханіки	Клас напруги приєднання					
	154 кВ		35 кВ		10 (6) кВ	
Кількість вимикачів, оснащених телесигналізацією	31	73%	138	26%	577	45%
Кількість вимикачів, оснащених телевимірюванням	30	71%	128	24%	211	16%
Кількість вимикачів, оснащених телеуправлінням	11	26%	54	10%	164	12%
Загальна кількість вимикачів підстанції	42		532		1285	

Зважаючи на значну кількість не телемеханізованих підстанції 150, 35 кВ та РП 10(6) кВ (потребують обладнання засобами телемеханіки 3 ПС-150 кВ, 142 ПС-35 кВ та 22 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 2020 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 вводів 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.

Згідно Концепції телемеханізації підстанції 150-35-10 кВ зі створення системи автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні споживачів, яка передбачає проведення комплекс заходів: з комплексної телемеханізації 2 підстанцій 150кВ, та створення системи реєстрації перерв на 8 підстанціях 150кВ, та 65 підстанціях 35кВ у період з 2017 по 2026 рік з обсягом фінансування – **58675,71** тис грн без ПДВ, було розроблено програму розвитку 2020-2024 років з впровадження телемеханіки для створення системи автоматичної реєстрації відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів 35 та 10 кВ, на 3 підстанціях 150 кВ та 49 підстанціях 35 кВ.

Станом на теперішній час, обсяг телемеханізації та системи реєстрації перерв, ПС150кВ та ПС35кВ зображено на діаграмах на рис.1 та рис.2 відповідно.

Рисунок 1

Рисунок 2

Концепцією телемеханізації підстанції 150-35-10 кВ на період з 2020 по 2026 рік передбачено створити систему реєстрації на 3 ПС-150 кВ на суму **5710,00** тис грн без ПДВ та 49 ПС-35 кВ на суму **32461,6** тис грн без ПДВ. До

програму розвитку 2020-2024 років з впровадження телемеханіки на підстанціях 150 кВ та 35 кВ ввійшла система реєстрації перерв 3 ПС-150 кВ на суму **5710,00** тис грн без ПДВ та 31 ПС-35 кВ на суму **20806,96** тис грн без ПДВ.

Таким чином станом на 2024 рік: з 19 підстанцій 150 кВ буде комплексно телемеханізовано 11 підстанцій(58%), а на інших 8 буде створена система реєстрації перерв(42%). З 198 підстанцій 35 кВ буде комплексно телемеханізовано 19 підстанцій (10%) та на 68 підстанціях буде створена система реєстрації перерв (34%), потребують проведення телемеханізації - 111 ПС-35 кВ (56 %) та 22 РП-10 кВ (100%).

В 2020 році у рамках першого етапу впровадження телемеханіки для створення системи автоматичної реєстрація відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів передбачено обладнати такою системою останні 3 ПС-150 кВ, а саме на ПС-150 кВ «Н.Алексеевка», ПС-150 кВ «Н.Тимофеевка» та ПС-150 кВ «Никольская», встановити обладнання реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35 та 10 кВ та необхідне комунікаційне обладнання передавання даних від комплексів реєстрації перерв ПС-35 кВ які отримують живлення від вказаних підстанції. Для передачі з цих об'єктів телеметричної інформації, між ПС-35 кВ створюється власна мережа передавання даних на базі радіомодемів, з облаштуванням базових станцій прийому інформації та подальшої її передачі за допомогою магістрального обладнання радіорелейного зв'язку РРЛ в ОІК Генічеського, Новотроїцького РЕЗ і ЕМ та Херсонських розподільчих мереж.

Для забезпечення створення каналів зв'язку до обладнання телемеханіки 3-х підстанцій 150 кВ (ПС-150 кВ «Н.Тимофеевка», ПС-150 кВ «Н.Алексеевка», ПС-150 кВ «Никольская»), Товариством передбачено розгортання у 2020 році мережі відомчих каналів передавання даних, а саме будівництво 3 радіорелейних ліній ПС-150 кВ «Н.Тимофеевка» - Іванівський РЕЗ і ЕМ, ПС-150 кВ «Н.Алексеевка» - ПС-35 кВ «Викторовка» та ПС-150 кВ «Никольская» - Токарівка, та підключення на підстанціях 3 базових станцій передавання даних по каналам радіозв'язку.

Будівництво цих радіорелейних 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".

Телемеханізація ПС-150 кВ «Ново Тимофеевка» - 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 втрат електроенергії, розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

ПС-150 кВ «Ново Тимофеевка» є важливим енергетичним об’єктом півдня Херсонської області і забезпечує енергопостачання Іванівського, Чаплинського та Геніческого районів та забезпечує в першу чергу живленням підстанції зрошувальних систем Херсонської області.

ПС-150 кВ «Ново Тимофеевка» обладнана двома силовими трансформаторами ТДТН-40000/150, має 7 лінії 35 кВ на яких встановлено вакуумні вимикачі з сучасними мікропроцесорними системами РЗА.

Об'єм телемеханізації ПС-150 кВ Н.Тимофеевка

№ п\п	Назва приєднання або сигналу	Телесігнализація	Телевимірування	Телекерування
1	ОД-150 1Т	ТС	I, U, P, Q	ТК
2	ОД-150 2Т	ТС	I, U, P, Q	ТК
3	1Т-150 диф. Захист	ТС		
4	1Т-150 1ст. газ.	ТС		
5	1Т-150 2ст. газ.	ТС		
6	1Т-150 МТЗ-35	ТС		
7	1Т-150 Неспр. РПН	ТС		
8	Земля І СШ 150кВ	ТС		
9	ТН І СШ 150кВ		U	
10	2Т-150 диф. Захист	ТС		
11	2Т-150 1ст. газ.	ТС		
12	2Т-150 2ст. газ.	ТС		
13	2Т-150 МТЗ-35	ТС		
14	2Т-150 Неспр. РПН	ТС		
15	Земля ІІ СШ 150кВ	ТС		
16	ТН ІІ СШ 150кВ		U	
17	ВМ-35 ВМ-35-Восток-1	ТС	I, U, P, Q	ТК
18	ВМ-35 ВМ-35-Благодатное	ТС	I, U, P, Q	ТК

19	ВМ-35 ВМ-35-Запад-1	ТС	I, U, P, Q	ТК
20	ВМ-35 ВМ-35-Р-5-1	ТС	I, U, P, Q	ТК
21	ВМ-35 ВМ-35-Восток-2	ТС	I, U, P, Q	ТК
22	ВМ-35 ВМ-35-Запад-2	ТС	I, U, P, Q	ТК
23	ВМ-35 ВМ-35-Р-5-2	ТС	I, U, P, Q	ТК
24	ВВС-35	ТС	I	ТК
25	ВВ-35 1Т	ТС	I, U, P, Q	ТК
26	ВВ-35 2Т	ТС	I, U, P, Q	ТК
27	ТН-35 1 с.ш.		U	
28	ТН-35 2 с.ш.		U	
29	1Т-35 диф. Захист	ТС		
30	1Т-35 1ст. газ.	ТС		
31	1Т-35 2ст. газ.	ТС		
32	1Т-35 МТЗ-35	ТС		
33	1Т-35 Неспр. РПН	ТС		
34	Земля І СШ 35кВ	ТС		
35	2Т-35 диф. Захист	ТС		
36	2Т-35 1ст. газ.	ТС		
37	2Т-35 2ст. газ.	ТС		
38	2Т-35 МТЗ-35	ТС		
39	2Т-35 Неспр. РПН	ТС		
40	Земля ІІ СШ 35кВ	ТС		
41	ТСР-10 1 с.ш.		U	
42	ТСР-10 2 с.ш.		U	
43	Земля І СШ 10кВ	ТС		
44	Земля ІІ СШ 10кВ	ТС		
45	Аварія на ПС	ТС		
46	Попереджувальна сигналізація	ТС		
47	Відкриття КП	ТС		
48	Контроль постійного опер струму	ТС	U	
	Кількість параметрів	42	52	12

Вартість робіт з реконструкції обладнання ПС-150 кВ «Ново

Тимофеевка» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів складатиме **819,0 тис.грн.** без ПДВ

Для забезпечення створення каналу зв'язку до обладнання телемеханіки з ПС-150 кВ «Н.Тимофеевка», Товариством передбачено розгортання у 2020 році відомчого каналу передавання даних, а саме будівництво радіорелейної лінії ПС-150 кВ «Н.Тимофеевка» - Іванівський РЕЗ і ЕМ з підключенням на підстанції базової станцій передавання даних по каналам радіозв'язку.

Радіорелейна лінії зв'язку ПС-150 кВ НовоТимофеевка — Іванівський РЕЗ і ЕМ довжиною 19,0 км з використанням антенно-щоглових споруд висотою 20 м у с. НовоТімофеевка на території ПС-150 кВ НовоТимофеевка та антенно-щоглової споруди висотою 20 м у с.м.т Іванівка, вул.Українська, 4 на території Іванівського РЕЗ і ЕМ.

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., с. НовоТімофеевка, ПС-150 кВ НовоТимофеевка	46°34'16.50"С 34°24'55.60"В	19,0
2	Херсонська обл., м. Іванівка, вул.Українська, 4	46°43'2.06"С 34°32'40.86"В	

РРЛ ПС-150 кВ «Н.Тимофеевка» - Іванівський РЕЗ і ЕМ 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 передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антена 13ГГц (0.9м)		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-200-248B, DC/AC інвертор		2
7	Шафа телекомунікаційна 19" 600х600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 891-K9 забезпечує маршрутизацію вхідного Ethernet потоку між напрямками ПС-150 кВ НовоТімофеевка – Іванівський РЕЗ і ЕМ.

Голосовий шлюз CISCO SPA 8800 забезпечує підключення 4 абонентських ліній (FXS) та 4 лінії АТС (FXO) на ПС-150 кВ НовоТимофеевка та Іванівський РЕЗ і ЕМ.

Вартість робіт з побудови РРЛ ПС-150 кВ НовоТимофеевка — Іванівський РЕЗ і ЕМ в рамках І етапу телемеханізації ПС-150 кВ «Ново Тимофеевка» каналу передавання телемеханічних даних в ОІК АТ "Херсонобленерго" складатиме **1001,0 тис.грн.** без ПДВ

Для здійснення контролю за територією підстанції та силовим обладнанням, передбачено створення системи зовнішнього охоронного відеоспостереження на ПС-150 кВ «Ново Тимофеевка».

Виходячи з вимог до системи відеоспостереження було підібрано відповідне обладнання, а саме: 4 зовнішні роботизовані IP 2Мр камери Hikvision DS-2DE7330IW-AE, які дозволяють отримати зображення у HD якості 2048(H) x 1536(V) при куті огляду у 360 градусів та при встановленні її на наявних мачтових спорудах заввишки 20 м, камери дозволить здійснювати у режимі патрулювання огляд за усією територією підстанції, а при 30 кратному оптичному збільшенні здійснювати відеоспостереження за силовим обладнанням на відстані до 150 м. Для живлення камер та створення каналу передачі даних передбачається прокласти від приміщення зв'язку до місця встановлення камер — кабель ВОЛЗ та кабель КВВГ 2 х 1,5 мм2, зі встановленням у герметичному боксі оптичних медіаконвертерів.

Для збереження відеоінформації використовується спеціалізований відеорегістратор Hikvision з двома жорсткими дисками по 1 ТБ, для передавання відеозображення передбачено використовувати наявні канали зв'язку, що будуються у рамках створення каналів телемеханіки.

Загальна вартість створення системи зовнішнього охоронного відеоспостереження на ПС-150 кВ «Ново Тимофеевка» складатиме **150,0 тис.грн.** без ПДВ.

Таким чином загальна вартість впровадження І етапу з телемеханізації ПС-150 кВ «Ново Тимофеевка», щодо створення системи автоматичної реєстрації відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів складатиме:

Техніко-економічне обґрунтування, щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів ПС-150 кВ "Н.Тимофеевка"

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 реконструкція обладнання ПС 150 кВ для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 150-35-10 кВ (3 ПС) 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 кВт г

500*3 = 1500 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

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 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. = 729 072+53 539= 782 611грн або 652 176 грн (без ПДВ).

Отже розрахуємо економічний ефект від створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів ПС-150 кВ "Н.Тимофеевка".

Реконструкція обладнання ПС 150 кВ «Н.Тимофеевка» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 150-35-10 кВ (3 ПС) АТ «Херсонобленерго».

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2020 році закупити та змонтувати на ПС 150 кВ «Н.Тимофеевка» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ, комунікаційного обладнанням радіозв'язку, антено-мачтову споруду заввишки 25 м та РРС "Алкома" на інтервалі Іванівський РЕЗ - ПС 150 кВ «Н.Тимофеевка», обладнання охоронного відеоспостереження.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2020 році становитиме 1 970,0 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрететелекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 4 потока. 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 радіоканалу зв'язку:

Езаг. = 729 072+53 539 + 240 000 = 1 022 611 грн або 852 176 грн (без ПДВ).

Враховуючи особливості місцевості, а також відсутність організацій у цьому регіоні, у яких можливо орендувати канали зв'язку, АТ «Херсонобленерго» змушено організовувати власні канали зв'язку. Треба зазначити, що організація каналів зв'язку іншим шляхом, наприклад, за допомогою оптиковолоконного кабелю у грозотросі обійдеться набагато дорожче. Так, вартість грозотросу с оптиковолоконним кабелем на данний час (з урахуванням робот по його монтажу) дорівнює приблизно 250 000 грн за 1 км. Потреба компанії для організації зв'язку на зазначеному вище напрямку приблизно дорівнює 19,0 км. Таким чином, організація каналів зв'язку за допомогою оптико волоконного кабелю становила б 19,0* 250 000= 4 750 000 грн.).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 1 970,0 /852,176 =2,31 р.

Телемеханізація ПС-150 кВ «Ново Алексеевка» - 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 втрат електроенергії, розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

ПС-150 кВ «Ново Алексеевка» є також важливим енергетичним об’єктом півдня Херсонської області і забезпечує енергопостачання Іванівського, Чаплинського та Генічеського районів та забезпечує в першу чергу живленням підстанції зрошувальних систем Херсонської області.

ПС-150кВ «Ново Алексеевка» обладнана двома силовими трансформаторами ТДТН-25000/150, має 6 лінії 35 кВ та 12 комірки 10 кВ на яких встановлено сучасні мікропроцесорні системи РЗА.

Об'єм телемеханізації ПС-150 кВ Н.Алексеевка

№ п\п	Назва приєднання або сигналу	Телесігнализація	Телевимірування	Телекерування
1	ОД-150 1Т	ТС	I, U, P, Q	ТК
2	ОД-150 2Т	ТС	I, U, P, Q	ТК
3	1Т-150 диф. Захист	ТС		
4	1Т-150 1ст. газ.	ТС		
5	1Т-150 2ст. газ.	ТС		
6	1Т-150 МТЗ-35	ТС		
7	1Т-150 Неспр. РПН	ТС		
8	Земля І СШ 150кВ	ТС		
9	ТН І СШ 150кВ		U	
10	2Т-150 диф. Захист	ТС		
11	2Т-150 1ст. газ.	ТС		
12	2Т-150 2ст. газ.	ТС		
13	2Т-150 МТЗ-35	ТС		
14	2Т-150 Неспр. РПН	ТС		
15	Земля ІІ СШ 150кВ	ТС		
16	ТН ІІ СШ 150кВ		U	
17	ВМ-35 ВМ-35-Гени-ческ	ТС	I, U, P, Q	ТК
18	ВМ-35 ВМ-35-Н.Ми-хайловка	ТС	I, U, P, Q	ТК

19	ВМ-35 ВМ-35-Сива-ши	ТС	I, U, P, Q	ТК
20	ВМ-35 ВМ-35-Парти-заны	ТС	I, U, P, Q	ТК
21	ВМ-35 ВМ-35-Чонгар	ТС	I, U, P, Q	ТК
22	ВМ-35 ВМ-35-Р-5-1	ТС	I, U, P, Q	ТК
23	ВВС-35	ТС	I	ТК
24	ВВ-35 1Т	ТС	I, U, P, Q	ТК
25	ВВ-35 2Т	ТС	I, U, P, Q	ТК
26	ТН-35 1 с.ш.		U	
27	ТН-35 2 с.ш.		U	
28	1Т-35 диф. Захист	ТС		
29	1Т-35 1ст. газ.	ТС		
30	1Т-35 2ст. газ.	ТС		
31	1Т-35 МТЗ-35	ТС		
32	1Т-35 Неспр. РПН	ТС		
33	Земля I СШ 35кВ	ТС		
34	2Т-35 диф. Захист	ТС		
35	2Т-35 1ст. газ.	ТС		
36	2Т-35 2ст. газ.	ТС		
37	2Т-35 МТЗ-35	ТС		
38	2Т-35 Неспр. РПН	ТС		
39	Земля II СШ 35кВ	ТС		
40	ВВ-10 Ком.3 ВВ-10-1Т	ТС	I, U, P, Q	ТК
41	ВВ-10 Ком.18 Ф-718	ТС	I	ТК
42	ВВ-10 Ком.16 Ф-716	ТС	I	ТК
43	ВВ-10 Ком.15 Ф-715	ТС	I	ТК
44	ВВ-10 Ком.14 Ф-714	ТС	I	ТК
45	ТН-10 1 с.ш.		U	
46	ВМ-10 Ком.15 СМВ-10	ТС	I, U, P, Q	ТК
47	ВВ-10 Ком.25 ВВ-10-2Т	ТС	I, U, P, Q	ТК
48	ВВ-10 Ком.13 Ф-713	ТС	I	ТК
49	ВВ-10 Ком.12 Ф-712	ТС	I	ТК
50	ВВ-10 Ком.11 Ф-711	ТС	I	ТК
51	ВВ-10 Ком.17 Ф-717	ТС	I	ТК

52	ВВ-10 Ком.19 Ф-719	ТС	І	ТК
53	ВВ-10 Ком.20 Ф-720	ТС	І	ТК
54	ТН-10 2 с.ш.		U	
55	Земля І СШ 10кВ	ТС		
56	Земля ІІ СШ 10кВ	ТС		
57	Аварія на ПС	ТС		
58	Попереджувальна сигналізація	ТС		
59	Відкриття КП	ТС		
60	Контроль постійного опер струму	ТС	U	
	Кількість параметрів	54	70	24

Вартість робіт з реконструкції обладнання ПС-150 кВ «Ново Алексеевка» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів складатиме **925,0 тис.грн.** без ПДВ.

Для забезпечення створення каналу зв’язку до обладнання телемеханіки з ПС-150 кВ «Н.Алексеевка», Товариством передбачено розгортання у 2020 році відомчого каналу передавання даних, а саме будівництво радіорелейної лінії ПС-150 кВ НовоАлексеевка — ПС-35 кВ Викторовка з підключенням на підстанції базової станцій передавання даних по каналам радіозв’язку.

Радіорелейна лінія зв’язку ПС-150 кВ НовоАлексеевка — ПС-35 кВ Викторовка довжиною 22,8 км з використанням антенно-щоглових споруд висотою 20 м у с. НовоОлексіївка на території ПС-150 кВ НовоОлексеевка та антенно-щоглової споруди висотою 20 м у с. Вікторовка, на території ПС-35 кВ Викторовка.

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., с. НовоОлексіївка, ПС-150 кВ НовоОлексеевка	46°13'49.17"С 34°37'58.64"В	22,8
2	Херсонська обл., с. Вікторовка, ПС-35 кВ Вікторовка	46°24'47.99"С 34°45'52.51"В	

РРЛ ПС-150 кВ НовоАлексеевка — ПС-35 кВ Викторовка 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 передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антена 13ГГц (0.9м)		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-200-248B, DC/AC інвертор		2
7	Шафа телекомунікаційна 19” 600х600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 891-K9 забезпечує маршрутизацію вхідного Ethernet потоку між напрямками ПС-150 кВ НовоАлексеевка — ПС-35 кВ Викторовка. Голосовий шлюз CISCO SPA 8800 забезпечує підключення 4 абонентських ліній (FXS) та 4 лінії АТС (FXO) на ПС-150 кВ НовоАлексеевка та Геніческий РЕМ.

Вартість робіт з побудови РРЛ ПС-150 кВ НовоАлексеевка — ПС-35 кВ Викторовка в рамках І етапу телемеханізації ПС-150 кВ «Н.Алексеевка» каналу передавання телемеханічних даних в ОІК АТ “Херсонобленерго” складатиме **755,0 тис.грн.** без ПДВ

Для здійснення контролю за територією підстанції та силовим обладнанням, передбачено створення системи зовнішнього охоронного відеоспостереження на ПС-150 кВ «Н.Алексеевка».

Виходячи з вимог до системи відеоспостереження було підібрано відповідне обладнання, а саме: 4 зовнішні роботизовані IP 2Мр камери Hikvision DS-2DE7330IW-AE, які дозволяють отримати зображення у HD якості 2048(H) x 1536(V) при куті огляду у 360 градусів та при встановленні її на наявних мачтових спорудах заввишки 20 м, камери дозволить здійснювати у режимі патрулювання огляд за усією територією підстанції, а при 30 кратному оптичному збільшенні здійснювати відеоспостереження за силовим обладнанням на відстані до 150 м. Для живлення камер та створення каналу передачі даних передбачається прокласти від приміщення зв'язку до місця встановлення камер — кабель ВОЛЗ та кабель КВВГ 2 х 1,5 мм2, зі встановленням у герметичному боксі оптичних медіаконвертерів.

Для збереження відеоінформації використовується спеціалізований відеорегістратор Hikvision з двома жорсткими дисками по 1 ТБ, для передавання відеозображення передбачено використовувати наявні канали

зв'язку, що будуються у рамках створення каналів телемеханіки.

Загальна вартість створення системи зовнішнього охоронного відеоспостереження на ПС-150 кВ «Н.Алексеевка» складатиме **150,0 тис.грн.** без ПДВ.

Таким чином загальна вартість впровадження І етапу з телемеханізації ПС-150 кВ «Ново Алексеевка», щодо створення системи автоматичної реєстрації відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів складатиме:

Реконструкція обладнання ПС 150 кВ для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ	Загальна кількість ТС, ТВ, ТУ	ТМ и радиоканал, тис грн без ПДВ	Обладнання охоронного відеоспостереження, тис грн без ПДВ	РРЛ на ПС, тис грн без ПДВ	Ітого, тис грн без ПДВ
Створення комплексу автоматичної реєстрації перерв ПС-150 кВ "Н.Алексеевка"	140	925	150	755	1830,00

Техніко-економічне обґрунтування, щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів ПС-150 кВ "Н.Алексеевка"

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 реконструкція обладнання ПС 150 кВ для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 150-35-10 кВ (3 ПС) 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 кВт г

500*3 = 1500 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

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 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

Е заг. = 729 072+53 539= 782 611 грн або 652 176 грн (без ПДВ).

Отже розрахуємо економічний ефект від створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів ПС-150 кВ" Н.Алексеевка".

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2020 році закупити та змонтувати на ПС 150 кВ «Н.Алексеевка» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ, комунікаційного обладнанням радіозв’язку, обладнання охоронного відеоспостереження.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2020 році становитиме 1 830,0 тис.грн. (без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв’язку:

Езаг. = 729 072+53 539 = 782 611грн або 652 176 грн (без ПДВ).

Враховуючи особливості місцевості, а також відсутність організацій у

цьому регіоні, у яких можливо орендувати канали зв’язку, АТ «Херсонобленерго» змушено організовувати власні канали зв’язку. Треба зазначити, що організація каналів зв’язку іншим шляхом, наприклад, за допомогою оптиковолоконного кабелю у грозотросі обійдеться набагато дорожче. Так, вартість грозотросу с оптиковолоконним кабелем на данний час (з урахуванням робот по його монтажу) дорівнює приблизно 250 000 грн за 1 км. Потреба компанії для організації зв’язку на зазначеному вище напрямку приблизно дорівнює 14,0 км. Таким чином, організація каналів зв’язку за допомогою оптико волоконного кабелю становила б 14,0* 250 000= 3 500 000 грн.).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює
Т ок.=Кзаг/Е заг= 1 830,0 /652,176 =2,80 р.

Телемеханізація ПС-150 кВ «Никольская» - 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 втрат електроенергії, розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

ПС-150 кВ «Никольская» є важливим транзитним енергетичним об’єктом Херсонської області та забезпечує енергопостачання користувача І категоії Миколаївського водоводу.

ПС-150 кВ «Никольская» обладнана двома силовими трансформаторами ТДТН-16000/150, на яких встановлено 3 сучасних елегазових вимикача 150 кВ (на транзитної лінії та вводах трансформатору), має 2 лінії 35 кВ та 8 комірок 6 кВ на яких встановлено вакуумні вимикачі з використанням сучасних процесорних систем РЗА.

Об'єм телемеханізації ПС-150 кВ Никольская

№ п\п	Назва приєднання або сигналу	Телесігнализація	Телевимірування	Телекерування
1	СЭВ-150	ТС	I, U, P, Q	ТК
2	ВЭ-150 1Т	ТС	I, U, P, Q	ТК
3	ВЭ-150 2Т	ТС	I, U, P, Q	ТК
4	1Т-150 диф. Захист	ТС		
5	1Т-150 1ст. газ.	ТС		
6	1Т-150 2ст. газ.	ТС		
7	1Т-150 МТЗ-35	ТС		
8	1Т-150 Неспр. РПН	ТС		
9	Земля І СШ 150кВ	ТС		
10	ТН І СШ 150кВ		U	
11	2Т-150 диф. Захист	ТС		
12	2Т-150 1ст. газ.	ТС		
13	2Т-150 2ст. газ.	ТС		
14	2Т-150 МТЗ-35	ТС		
15	2Т-150 Неспр. РПН	ТС		

16	Земля II СШ 150кВ	ТС		
17	ТН II СШ 150кВ		U	
18	ВВ-35 Токаревская	ТС	I, U, P, Q	ТК
19	ВВ-35 Ингулец	ТС	I, U, P, Q	ТК
20	ВВС-35	ТС	I	ТК
21	ВВ-35 1Т	ТС	I, U, P, Q	ТК
22	ВВ-35 2Т	ТС	I, U, P, Q	ТК
23	ТН-35 1 с.ш.		U	
24	ТН-35 2 с.ш.		U	
25	1Т-35 диф. Захист	ТС		
26	1Т-35 1ст. газ.	ТС		
27	1Т-35 2ст. газ.	ТС		
28	1Т-35 МТЗ-35	ТС		
29	1Т-35 Неспр. РПН	ТС		
30	Земля I СШ 35кВ	ТС		
31	2Т-35 диф. Захист	ТС		
32	2Т-35 1ст. газ.	ТС		
33	2-35 2ст. газ.	ТС		
34	2Т-35 МТЗ-35	ТС		
35	2Т-35 Неспр. РПН	ТС		
36	Земля II СШ 35кВ	ТС		
37	ВВ-6 Ввід 1Т Ком.2	ТС	I, U, P, Q	ТК
38	ВВ-6 Ком.3 Л-43	ТС	I	ТК
39	ВВ-6 Ком.4 Л-44	ТС	I	ТК
40	ТН-10 1 с.ш.		U	
41	ВМ-6 Ком.7 СМВ-6	ТС	I, U, P, Q	ТК
42	ВВ-6 Ком.9 Л-409	ТС	I	ТК
43	ВВ-6 Ком.10 Л-410	ТС	I	ТК
44	ВВ-10 Ввід 2Т	ТС	I, U, P, Q	ТК
45	ТН-10 2 с.ш.		U	
46	Земля I СШ 10кВ	ТС		
47	Земля II СШ 10кВ	ТС		
48	Аварія на ПС	ТС		

49	Попереджувальна сигналізація	ТС		
50	Відкриття КП	ТС		
51	Контроль по-стійного опер струму	ТС	U	
	Кількість параметрів	45	52	15

Вартість робіт з реконструкції обладнання ПС-150 кВ «Никольская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів складатиме **846,0 тис.грн.** без ПДВ

Для забезпечення створення каналу зв'язку до обладнання телемеханіки з ПС-150 кВ «Никольская», Товариством передбачено розгортання у 2020 році відомчого каналу передавання даних, а саме будівництво радіорелейної лінії ПС-150 кВ «Никольская» - Токарівка з підключенням на підстанції базової станцій передавання даних по каналам радіозв'язку.

Радіорелейна лінія зв'язку ПС-150 кВ Никольская — Токаревка 10,0 км з використанням антенно-щоглових споруд висотою 20 м у с. Микольське на території ПС-150 кВ Никольская та антенно-щоглової споруди висотою 40 м у с. Токарівка.

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., с. Микольське, ПС-150 кВ Никольская	46°42'25.96"С 32°50'18.87"В	10,0
2	Херсонська обл., с. Токарівка,	46°45'14.16"С 32°57'4.11"В	

РРЛ ПС-150 кВ Никольская — Токаревка 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 передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антена 13ГГц (0.9м)		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-150 кВ Никольская – Токарівка. Голосовий шлюз CISCO SPA 8800 забезпечує підключення 4 абонентських ліній (FXS) та 4 лінії АТС (FXO) на ПС-150 кВ Никольская та Токарівкою.

Вартість робіт з побудови РРЛ ПС-150 кВ Никольская — Токаревка в рамках І етапу телемеханізації ПС-150 кВ «Никольская» каналу передавання телемеханічних даних в ОІК АТ “Херсонобленерго” складатиме **914,0 тис.грн.** без ПДВ

Для здійснення контролю за територією підстанції та силовим обладнанням, передбачено створення системи зовнішнього охоронного відеоспостереження на ПС-150 кВ «Никольская».

Виходячи з вимог до системи відеоспостереження було підібрано відповідне обладнання, а саме: 4 зовнішні роботизовані IP 2Мр камери Hikvision DS-2DE7330IW-AE, які дозволяють отримати зображення у HD якості 2048(H) x 1536(V) при куті огляду у 360 градусів та при встановленні її на наявних мачтових спорудах заввишки 20 м, камери дозволить здійснювати у режимі патрулювання огляд за усією територією підстанції, а при 30 кратному оптичному збільшенні здійснювати відеоспостереження за силовим обладнанням на відстані до 150 м. Для живлення камер та створення каналу передачі даних передбачається прокласти від приміщення зв'язку до місця встановлення камер — кабель ВОЛЗ та кабель КВВГ 2 х 1,5 мм2, зі встановленням у герметичному боксі оптичних медіаконвертерів.

Для збереження відеоінформації використовується спеціалізований відеорегістратор Hikvision з двома жорсткими дисками по 1 ТБ, для передавання відеозображення передбачено використовувати наявні канали зв'язку, що будуються у рамках створення каналів телемеханіки.

Загальна вартість створення системи зовнішнього охоронного відеоспостереження на ПС-150 кВ «Никольская» складатиме **150,0 тис.грн.** без ПДВ.

Таким чином загальна вартість впровадження І етапу з телемеханізації ПС-150 кВ «Никольская», щодо створення системи автоматичної реєстрації відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів складатиме:

Реконструкція обладнання ПС 150 кВ для впровадження телемеханіки (I етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ	Загальна кількість ТС, ТВ, ТУ	ТМ и радиоканал, тис грн без ПДВ	Обладнання охоронного відеоспостереження, тис грн без ПДВ	РРЛ на ПС, тис грн без ПДВ	Ітого, тис грн без ПДВ
Створення комплексу автоматичної реєстрації перерв ПС-150 кВ "Никольская"	152	846	150	914	1910,00

Техніко-економічне обґрунтування, щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів ПС-150 кВ "Никольская"

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 реконструкція обладнання ПС 150 кВ для впровадження телемеханіки (I етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 150-35-10 кВ (3 ПС) 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 кВт г

500*3 = 1500 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

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 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. = 729 072+53 539= 782 611грн або 652 176 грн (без ПДВ).

Отже розрахуємо економічний ефект від створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів ПС-150 кВ" Никольская ".

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2020 році закупити та змонтувати на ПС 150 кВ «Никольская» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ, комунікаційного обладнанням радіозв’язку, обладнання охоронного відеоспостереження.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2020 році становитиме 1 910,0 тис.грн. (без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв’язку:

Езаг. = 729 072+53 539 = 782 611грн або 652 176 грн (без ПДВ).

Враховуючи особливості місцевості, а також відсутність організацій у цьому регіоні, у яких можливо орендувати канали зв’язку,

АТ «Херсонобленерго» змушено організовувати власні канали зв’язку. Треба зазначити, що організація каналів зв’язку іншим шляхом, наприклад, за допомогою оптиковолоконного кабелю у грозотросі обійдеться набагато дорожче. Так, вартість грозотросу с оптиковолоконним кабелем на данний час (з урахуванням робот по його монтажу) дорівнює приблизно 250 000 грн за 1 км. Потреба компанії для організації зв’язку на зазначеному вище напрямку приблизно дорівнює 10,0 км. Таким чином, організація каналів зв’язку за допомогою оптико волоконного кабелю становила б 10,0* 250 000= 2 500 000 грн.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює
Т ок.=Кзаг/Е заг= 1 910,0 /652,176 =2,92 р.

Телемеханізація 6 підстанцій 35 кВ (ПС 35/10 Н.Збурьевская, ПС 35/10кВ Долматовская, ПС 35/10кВ "Ж.Порт", ПС 35/10кВ Бехтерская, ПС 35/10кВ Геройская, ПС 35/10кВ Сов. Азербайджан) - 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 втрат електроенергії, розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

В 2021 році у рамках першого етапу впровадження телемеханіки для створення системи автоматичної реєстрація відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів передбачено обладнати такою системою 6 підстанції 35 кВ (Табл.2), що живлять Голопристанський район Херсонської області, а саме встановити комплекс реєстрації перерв та необхідне коммунікаційне обладнання, що забезпечить передавання даних від комплексів реєстрації перерв ПС-35 кВ до базових станції що встановлено на ПС-154 кВ Чулаковка та Виноградово. Для передачі з цих об’єктів телеметричної інформації, між ПС-35 кВ створюється власна мережа передавання даних на базі радіомодемів, з облаштуванням базових станцій прийому інформації та подальшої її передачі за допомогою магістрального обладнання радіорелейного зв’язку в ОІК Голопристанського та Олешківського РЕМ. Для розміщення антенного обладнання радіомодемів базових станцій та РРС будуються антено-мачтові споруди заввишки 22 м. Для захисту встановленого обладнання ТМ та зв’язку встановлюється відповідне обладнання охоронної сигналізації.

Таблиця-2

№ п.п	Найменування ПС-35-110 (150) кВ, РП-10(6) кВ.	Характеристика підстанції, РП					Об'єм (1-ї черги/ загальний) телемеханіки							
		Кількість, шт.					Кількість, шт.							
		ЛЕП -35	Сил. Тр-р	ТН -35	ТН-10 (6)	Л-10/ Л-6	ТС стану вимикачів	Загальна кількість ТС та авар.сиг	Датчики ТВ			Кіл. приладів обліку	Загальна кількість ТС, ТВ, ТК	Тип каналу передачі даних
									Ввода Сатек	сек.вим Акон	Ввода Акон			
1	ПС 35/10 Н.Збурьевская	2	1	2	1	4	7	20	1	1	1	5	38	Lan/GPRS
2	ПС 35/10кВ Долматовская	3	2	1	2	8	14	30	2	1	3	10	64	Lan/GPRS
3	ПС 35/10кВ "Ж.Порт"	3	2	2	2	11	20	40	2	2	4	15	81	Lan/GPRS
4	ПС 35/10кВ Бехтерская	3	2		2	6	13	30	2	2	3	8	63	Lan/GPRS
5	ПС 35/10кВ Геройская	1	1		1	4	6	20	1	0	1	5	36	Lan/GPRS
6	ПС 35/10кВ Сов. Азербайджан	2	1		1	4	7	20	1	1	1	5	45	Lan/GPRS

Створення в рамках системи автоматичної реєстрація відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів 10 кВ відповідних каналів передавання телемеханічних даних в ОІК АТ "Херсонобленерго".

У 2021 році продовжується етап створення системи автоматичної реєстрація аварійних відключень, а саме, перший етап телемеханізації обладнання 6 підстанцій 35 кВ. При цьому телеметрична інформація з підстанцій передається до ОІК відповідного РЕМ 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 РЕМ та далі до АТ "Херсонобленерго".

Для забезпечення комплексної телемеханізації обладнання 6 підстанцій 35 кВ, Товариством передбачено розгортання у 2021 році мережі відомчих каналів передавання даних, а саме будівництво радіорелейної ліній ПС-150 кВ «Чулаковская» - ПС-35 кВ «Долматовская», з підключення на підстанціях 2 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-150 кВ Чулаковская — ПС-35 кВ Долматовская довжиною 17,0 км з використанням антенно-щоглових споруд висотою 20 м у с. Чулаківка на території ПС-150 кВ Чулаковская та антенно-щоглової споруди висотою 20 м у с. Долматівка на території ПС-35 кВ Долматовская.

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., с. Чулаківка, ПС-150 кВ Чулаковская	46°20'44.52"С 32°20'37.26"В	17,0
2	Херсонська обл., с. Долматівка, ПС-35 кВ Долматовская	46°13'25.80"С 32°27'57.03"В	

РРЛ ПС-150 кВ Чулаковская — ПС-35 кВ Долматовская 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	Антена 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-200-248B, DC/AC інвертор		2
7	Шафа телекомунікаційна 19” 600х600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 891-K9 забезпечує маршрутизацію вхідного Ethernet потоку між напрямками ПС-35 кВ ПС-150 кВ Чулаковская – ПС-35 кВ Долматовская, ПС-35 кВ Долматовская – ПС-35 кВ НовоНиколаевская. Голосовий шлюз CISCO SPA 8800 забезпечує підключення 4 абонентських ліній (FXS) та 4 лінії АТС (FXO) на ПС-35 кВ Долматівка.

Вартість робіт з побудови РРЛ ПС-150 кВ Чулаковская — ПС-35 кВ Долматовская становить **1165,0 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 124 об’єкти, що обладнані проводовими засобами охоронної сигналізації ППК Грифон та Лунь, із них ПС 150 кВ та 35 кВ — 53, ТП 10(6)кВ — 66, інші об’єкти — 5, більша частина з них розташована у місті Херсон — 89 об'єктів, на ПС 150 кВ та 35 кВ у межах області — 35. На значної 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 внутрішних 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 2020-2023 роках масової заміни обладнання, виникла потреба в комплексному та поетапному проведенні на енергетичних об’єктах Компанії модернізації наявної системи охоронної сигналізації, а саме встановлення сучасного ППК "Грифон AI49.01-16ME", що дозволяє передавати інформацію як за допомогою голосового каналу GSM, а також по каналу GPRS або Ethernet. Організацію охорони перимертру 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 **63,0 тис грн** без ПДВ.

Загальна вартість робіт з телемеханізації 6 підстанцій 35 кВ (ПС 35/10 Н.Збурьевская, ПС 35/10кВ Долматовская, ПС 35/10кВ "Ж.Порт", ПС 35/10кВ Бехтерская, ПС 35/10кВ Геройская, ПС 35/10кВ Сов. Азербайджан), щодо створення системи автоматичної реєстрації відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів приведена в таблиці.

	№	Реконструкція обладнання ПС 35 кВ для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10 кВ (6 ПС)	комплекс	Загальна кількість ТС, ТВ, ТК	ТМ и радиоканал	Охрана	Мачты	РРЛ	Ітого	
2021 кВ (6	1	ПС 35/10 Н.Збурьевская	шт	38	561,43	63	0	0	624,43	Перший етап впровадження телемеханіки у році на ПС 35 ПС
	2	ПС 35/10кВ Долматовская	шт	64	603,16	63	300	865	1831,16	
	3	ПС 35/10кВ "Ж.Порт"	шт	81	603,16	63	300	0	966,16	
	4	ПС 35/10кВ Бехтерская	шт	63	593,62	63	0	0	656,62	
	5	ПС 35/10кВ Геройская	шт	36	522,34	63	0	0	585,34	
	6	ПС 35/10кВ Сов. Азербайджан	шт	45	593,62	63	0	0	656,62	
	Всього по розділу III			327	3477,33	378	600	865	**5320,33**	

Голопристанського РЕМ)

Техніко-економічне обґрунтування, щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 6 підстанцій 35 кВ (ПС 35/10 Н.Збурьевская, ПС 35/10кВ Долматовская, ПС 35/10кВ "Ж.Порт", ПС 35/10кВ Бехтерская, ПС 35/10кВ Геройская, ПС 35/10кВ Сов. Азербайджан).

У 2021 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 (6 ПС Голопристанського РЕЗ) АТ «Херсонобленерго».

- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Н.Збурьевская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення згідно затвердженої інвестиційної програми становлять 624,43 тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Долматовская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 1 831,16тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Ж.Порт» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 966,16тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Бехтерская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 656,62тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Геройская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 585,34тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Сов. Азербайджан» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 656,62тис.грн (без ПДВ).

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 реконструкція обладнання ПС 35 кВ для

впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10 кВ (6 ПС Голопристанського РЕЗ) 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 кВт г

500*3 = 1500 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

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 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. = 729 072+53 539= 782 611грн або 652 176 грн (без ПДВ).

За кожним заходом окремо економічний ефект становить:

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Н.Збурьевская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу

автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2021 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Н.Збурьевская» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ з комунікаційним радіообладнанням зв'язку та охоронною сигналізацією.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2021 році становитиме 624,43 тис.грн. (без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації РРС :

Езаг. = 729 072+53 539 = 782 611грн або 652 176 грн (без ПДВ).

Враховуючи особливості місцевості, а також відсутність організацій у цьому регіоні, у яких можливо орендувати канали зв'язку, АТ «Херсонобленерго» змушено організовувати власні канали зв'язку. Треба зазначити, що організація каналів зв'язку іншим шляхом, наприклад, за допомогою оптиковолоконного кабелю у грозотросі обійдеться набагато дорожче. Так, вартість грозотросу с оптиковолоконним кабелем на данний час (з урахуванням робот по його монтажу) дорівнює приблизно 250 000 грн за 1 км. Потреба компанії для організації зв'язку на зазначеному вище напрямку приблизно дорівнює 8,2 км. Таким чином, організація каналів зв'язку за допомогою оптико волоконного кабелю становила б 8,2* 250 000= 2050 000 грн.).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 624,43/652,176 =0,96 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Долматовская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2021 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Долматовская» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ, комунікаційне обладнання радіо передавання даних, антено-мачтову споруду заввишки 25 м та РРС "Алкома" на інтервалі ПС 150 кВ «Чулаковская»- ПС 35 кВ «Долматовская», обладнання охоронної сигналізації.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2021 році становитиме 1831,16тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока 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 РРС :

Езаг. = 729 072+53 539 + 240 000 = 1 022 611 грн або 852 176 грн (без

ПДВ).

Враховуючи особливості місцевості, а також відсутність організацій у цьому регіоні, у яких можливо орендувати канали зв'язку, АТ «Херсонобленерго» змушено організовувати власні канали зв'язку. Треба зазначити, що організація каналів зв'язку іншим шляхом, наприклад, за допомогою оптиковолоконного кабелю у грозотросі обійдеться набагато дорожче. Так, вартість грозотросу с оптиковолоконним кабелем на данний час (з урахуванням робот по його монтажу) дорівнює приблизно 250 000 грн за 1 км. Потреба компанії для організації зв'язку на зазначеному вище напрямку приблизно дорівнює 16,5 км. Таким чином, організація каналів зв'язку за допомогою оптико волоконного кабелю становила б

16,5* 250 000= 4125 000 грн. (без ПДВ).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 1831,16/852,176 =2,15 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Ж.Порт» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2021 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Ж.Порт» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ, комунікаційне обладнання радіо передавання даних, антено-мачтову споруду заввишки 25 м з комунікаційним радіообладнанням зв'язку, обладнання охоронної сигналізації.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2021 році становитиме 966,16тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 4 потік. 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 радіоканалу зв'язку:

Езаг. = 14 *329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+240 000 =326 382,2 грн (271 985,17 грн без ПДВ),

де 14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2 - кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 966,16/ 271,985 =3,55 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Бехтерская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2021 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Бехтерская» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ з комунікаційним радіообладнанням зв'язку та охоронною сигналізацією.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2021 році становитиме 656,62 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14*329,4*12 + 2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2 - кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн - зменшення витрат на паливо;

60000 грн - витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 656,62 /121,985 =5,38 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Геройская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2021 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Геройская» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ з комунікаційним радіообладнанням зв'язку та охоронною сигналізацією.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2021 році становитиме 585,34 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14*329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2 - кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 585,34 /121,985 =4,8 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Сов. Азербайджан» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2021 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Сов. Азербайджан» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ з комунікаційним радіообладнанням зв'язку та охоронною сигналізацією.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2021 році становитиме 656,62 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14*329,4*12 + 2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2 - кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 656,62 /121,985 =5,38 р.

Телемеханізація 8 підстанцій 35 кВ (ПС 35/10кВ "М.Копани", ПС 35/10кВ В.Дружинка, ПС 35/10кВ Кардашинская, ПС 35/10кВ Коминтерновская, ПС 35/10 Гладковская, ПС 35/10 Памятная, ПС 35/10 Б.Остров, ПС 35/10 Большевик) - 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 втрат електроенергії, розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

У 2022 році у рамках першого етапу впровадження телемеханіки для створення системи автоматичної реєстрація відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів передбачено обладнати такою системою 8 підстанції 35 кВ (Табл.3), що живлять Голопристанський район Херсонської області, а саме встановити комплекс реєстрації перерв та необхідне коммунікаційне обладнання, що забезпечить передавання даних від комплексів реєстрації перерв ПС-35 кВ до базових станції що встановлено на ПС-154 кВ Чулаковка та Виноградово. Для передачі з цих об’єктів телеметричної інформації, між ПС-35 кВ створюється власна мережа передавання даних на базі радіомодемів, з облаштуванням базових станцій прийому інформації та подальшої її передачі за допомогою магістрального обладнання радіорелейного зв’язку в ОІК Голопристанського та Олешківського РЕМ. Для розміщення антенного обладнання радіомодемів базових станцій та РРС будуються антено-мачтові споруди заввишки 22 м. Для захисту встановленого обладнання ТМ та зв’язку встановлюється відповідне обладнання охоронної сигналізації.

Табли-ця-3

№ п.п	Найменування ПС-35-110 (150) кВ, РП-10(6) кВ.	Характеристика підстанції, РП					Об'єм (1-ї черги/ загальний) телемеханіки							
		Кількість, шт.					Кількість, шт.							
		ЛЕП -35	Сил. Тр-р	ТН -35	ТН-10 (6)	Л-10/ Л-6	ТС стану вимикачів	Загальна кількість ТС та авар.сиг	Датчики ТВ			Кіл. приладів обліку	Загальна кількість ТС, ТВ, ТК	Тип каналу передачі даних
									Ввода Сатек	сек.вим Акон	Ввода Акон			
1	ПС 35/10кВ М.Копани	2	1	1	1	2	4	20	1	0	2	3	35	Lan/GPRS
2	ПС 35/10кВ В.Дружинка	2	1		1	3	6	20	1	0	2	4	36	Lan/GPRS
3	ПС 35/10кВ Кардашинская	2	1		1	3	5	20	1	0	1	4	35	Lan/GPRS
4	ПС 35/10кВ Коминтерновская	3	2		2	5	12	30	2	1	4	6	61	Lan/GPRS
5	ПС 35/10 Гладковская	2	1	1	1	4	7	25	2	1	1	4	51	Lan/GPRS
6	ПС 35/10кВ Памятное	2	1	2	1	3	5	20	1	0	1	4	35	Lan/GPRS
7	ПС 35/10кВ Б.Остров	1	1		1	3	5	20	1	0	1	4	35	Lan/GPRS
8	ПС 35/10 Большевик	1	1		1	3	5	20	1	0	1	4	35	Lan/GPRS

Створення у рамках системи автоматичної реєстрація відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів 10 кВ відповідних каналів передавання телемеханічних данних в ОІК АТ "Херсонобленерго".

У 2022 році продовжується етап створення системи автоматичної реєстрація аварійних відключень, а саме, перший етап телемеханізації обладнання 8 підстанцій 35 кВ Голопристанського РЕМ. При цьому телеметрична інформація з підстанцій передається до ОІК відповідного РЕМ 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.

Обладнання підстанцій 35 кВ засобами охоронної сигналізації.

Зважаючи на проведення у рамках переходу на стимулююче регулювання в 2020-2024 роках масової заміни обладнання та встановлення засобів реєстрації відключень, виникла потреба в підборі для цієї системи необхідних технічних засобів охоронної сигналізації як для встановлення у комірках з обладнанням (інфро-чорвоних або об'ємних датчиків руху) так і забезпечення охорони периметру підстанції фотоелектронними системами.

Тому виникла потреба в комплексному та поетапному проведенні на енергетичних об'єктах Компанії модернізації наявної системи охоронної сигналізації, а саме встановлення сучасного ППК "Грифон AI49.01-16ME", що дозволяє передавати інформацію як за допомогою голосового каналу GSM, а також по каналу GPRS або Ethernet. Організацію охорони перимертру 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 **63,0 тис грн** без ПДВ.

Загальна вартість робіт з телемеханізації 8 підстанцій 35 кВ (ПС 35/10кВ "М.Копани", ПС 35/10кВ В.Дружинка, ПС 35/10кВ Кардашинская, ПС 35/10кВ Коминтерновская, ПС 35/10 Гладковская, ПС 35/10 Памятная, ПС 35/10 Б.Остров, ПС 35/10 Большевик), щодо створення системи автоматичної реєстрації відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів приведена в таблиці.

Перший етап впровадження телемеханіки у 2022 році на ПС 35 кВ (8 ПС Голопристанського РЕМ)

№	Реконструкція обладнання ПС 35 кВ для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10 кВ (8 ПС)	комплекс	Загальна кількість ТС, ТВ, ТК	ТМ и радиоканал	Охрана	Мачты	РРЛ	Ітого
1	ПС 35/10кВ "М.Копани"	шт	35	522,34	63	0	0	585,34
2	ПС 35/10кВ В.Дружинка	шт	36	522,34	63	0	0	585,34
3	ПС 35/10кВ Кардашинская	шт	35	522,34	63	0	0	585,34
4	ПС 35/10кВ Коминтерновская	шт	61	598,62	63	0	0	661,62
5	ПС 35/10 Гладковская	шт	51	593,62	63	0	0	656,62
6	ПС 35/10 Памятная	шт	35	522,34	63	0	0	585,34
7	ПС 35/10 Б.Остров	шт	35	522,34	63	0	0	585,34
8	ПС 35/10 Большевик	шт	35	522,34	63	0	0	585,34
Всього по розділу ІІІ			323	4321,28	504	0	0	**4830,28**

Техніко-економічне обґрунтування, щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 8 підстанціях 35 кВ (ПС 35/10кВ "М.Копани", ПС 35/10кВ В.Дружинка, ПС 35/10кВ Кардашинская, ПС 35/10кВ Коминтерновская, ПС 35/10 Гладковская, ПС 35/10 Памятная, ПС 35/10 Б.Остров, ПС 35/10 Большевик)

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 (8 ПС Голопристанського РЕЗ) АТ «Херсонобленерго».

- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «В.Дружинка» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 585,34тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Кардашинская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 585,34тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Коминтерновская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 661,62тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Гладковская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 656,62тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Памятное» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 585,34тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Б.Остров» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 585,34тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Большевик» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 585,34тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «М.Копани» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 585,340тис.грн (без ПДВ).

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 реконструкція обладнання ПС 35 кВ для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10 кВ (8 ПС Голопристанського РЕЗ) 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 кВт г

500*3 = 1500 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

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 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. = 729 072+53 539= 782 611грн або 652 176 грн (без ПДВ).

За кожним заходом окремо економічний ефект становить:

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «В.Дружинка» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2022 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «В.Дружинка» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ з комунікаційним радіообладнанням зв'язку та охоронною сигналізацією.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2022 році становитиме 585,34 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14*329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2 - кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 585,34 /121,985 =4,8 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Кардашинская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2022 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Кардашинская» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ з комунікаційним радіообладнанням зв'язку та охоронною сигналізацією.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2022 році становитиме 585,34 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку,

які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14*329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2 - кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 585,34 /121,985 =4,8 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Коминтерновская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2022 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Коминтерновская» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ з комунікаційним радіообладнанням зв'язку та охоронною сигналізацією.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2022 році становитиме 656,62 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14*329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2 - кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 656,62 /121,985 =5,38 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Гладковская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2022 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Гладковская» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ з комунікаційним радіообладнанням зв'язку та охоронною сигналізацією.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2022 році становитиме 661,62 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14*329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2 - кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 661,62 /121,985 =5,42 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Памятное» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2022 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Памятное» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ з комунікаційним радіообладнанням зв'язку та охоронною сигналізацією.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2022 році становитиме 585,34 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє

організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14*329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2 - кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 585,34 /121,985 =4,8 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Б.Остров» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2022 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Б.Остров» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ з комунікаційним радіообладнанням зв'язку та охоронною сигналізацією.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2022 році становитиме 585,34 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14*329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2 - кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 585,34 /121,985 =4,8 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Большевик» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2022 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Большевик» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ з комунікаційним радіообладнанням зв'язку та охоронною сигналізацією.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2022 році становитиме 585,34 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14*329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2 - кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 585,34 /121,985 =4,8 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «М.Копани» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2022 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «М.Копани» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ з комунікаційним радіообладнанням зв'язку та охоронною сигналізацією.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2022 році становитиме 585,34 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за

100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв’язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв’язку:

Е заг. = 14*329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2 - кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв’язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 585,34 /121,985 =4,8 р.

Телемеханізація 8 підстанцій 35 кВ (ПС 35/10 "Раденская", ПС 35/10 "Брилёвка", ПС 35/10 "Б.Копани", ПС 35/10 "К.Лагеря", ПС 35/10 "Н.Маячка", ПС 35/10кВ «Тарасовка», ПС 35/10кВ «Подокалиновка», ПС 35/10кВ «Ст. Маячка») - 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 втрат 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 8 підстанції 35 кВ Олешківського РЕМ (Табл.4), що живлять Олешкінський район Херсонської області, а саме встановити комплекс реєстрації перерв та необхідне коммунікаційне обладнання, що забезпечить передавання даних від комплексів реєстрації перерв ПС-35 кВ до базових станції що встановлено на ПС-154 кВ Виноградово та ПС-35 кВ Н.Маячка. Для передачі з цих об’єктів телеметричної інформації, між ПС-35 кВ створюється власна мережа передавання даних на базі радіомодемів, з облаштуванням базових станцій прийому інформації та подальшої її передачі за допомогою магістрального обладнання радіорелейного зв’язку в ОІК Олешківського РЕМ. Для розміщення антенного обладнання радіомодемів базових станцій та РРС будуються антено-мачтові споруди заввишки 22 м.

№ п.п	Найменування ПС-35-110 (150) кВ, РП-10(6) кВ.	Характеристика підстанції, РП					Об'єм (1-ї черги/ загальний) телемеханіки							
		Кількість, шт.					Кількість, шт.							
		ЛЕП -35	Сил. Тр-р	Т Н-35	ТН-10 (6)	Л-10/ Л-6	ТС стану вими-качів	Загальна кількість ТС та авар.сиг	Датчики ТВ			Кіл. прила-дів обліку	Загальна кі-лькість ТС, ТВ, ТК	Тип каналу передачі даних
									Ввода Сатек	сек.вим Акон	Ввода Акон			
1	ПС 35/10 "Раденская"	2	1		1	4	7	20	1	1	1	5	38	Lan/GPRS
2	ПС 35/10 "Брилёвка"	2	2		2	6	14	30	2	2	2	8	62	Lan/GPRS
3	ПС 35/10 "Б.Копани"	3	2		2	7	14	14	2	1	2	9	46	Lan/GPRS
4	ПС 35/10 "К.Лагеря"	2	2	1	2	8	13	30	2	1	2	10	63	Lan/GPRS
5	ПС 35/10 "Н.Маячка"	2	2	1	2	9	13	30	2	2	1	11	64	Lan/GPRS
6	ПС 35/10кВ «Тарасовка»	2	2	1	2	4	10	20	2	2	2	6	50	Lan/GPRS
7	ПС 35/10кВ «Подокалиновка»	2	2		2	6	11	20	2	1	2	8	51	Lan/GPRS
8	ПС 35/10кВ «Ст. Маячка»	2	2		2	6	11	20	2	1	2	8	51	Lan/GPRS

Таблиця.4

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 продовжується етап створення системи автоматичної реєстрація аварійних відключень, а саме, перший етап телемеханізації обладнання 8 підстанцій 35 кВ Олешкінського РЕМ. При цьому телеметрична інформація з підстанцій передається до ОІК відповідного РЕМ 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 РЕМ та далі до АТ "Херсонобленерго".

Для забезпечення комплексної телемеханізації обладнання 8 підстанцій 35 кВ, Товариством передбачено розгортання у 2023 році мережі відомчих каналів передавання даних, а саме будівництво радіорелейної ліній ПС-35 кВ «Н.Маячка» - Н.Каховський РЕМ, з підключення на підстанціях 2 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-35 кВ «Н.Маячка» - Н.Каховський РЕМ довжиною 19,4 км з використанням антенно-щоглових споруд висотою 20 м у с. Н.Маячка на території ПС-35 кВ Н.Маячка та антенно-щоглової споруди висотою 40 м у м. Н.Каховка на території Н.Каховського РЕМ.

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., с. Н.Маячка, ПС-35 кВ Н.Маячка	46°36'21.19"С 33°15'26.72"В	19,4
2	Херсонська обл., м. Н.Каховка, Н.Каховський РЕМ	46°45'29.17"С 33°22'49.87"В	

РРЛ ПС-35 кВ «Н.Маячка» - Н.Каховський РЕМ 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	Кількіс

			ть
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	Антена 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-200-248B, DC/AC інвертор		2
7	Шафа телекомунікаційна 19” 600х600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 891-K9 забезпечує маршрутизацію вхідного Ethernet потоку між напрямками ПС-35 кВ ПС-35 кВ Н.Маячка – Н.Каховський РЕМ. Голосовий шлюз CISCO SPA 8800 забезпечує підключення 4 абонентських ліній (FXS) та 4 лінії АТС (FXO) на ПС-35 кВ Н.Маячка.

Вартість робіт з побудови РРЛ ПС-35 кВ «Н.Маячка» - Н.Каховський РЕМ становить **1166,13 тис грн** без ПДВ.

Загальна вартість робіт з телемеханізації 8 підстанцій 35 кВ (ПС 35/10 "Раденская", ПС 35/10 "Брилёвка", ПС 35/10 "Б.Копани", ПС 35/10 "К.Лагеря", ПС 35/10 "Н.Маячка", ПС 35/10кВ «Тарасовка», ПС 35/10кВ «Подокалиновка», ПС 35/10кВ «Ст. Маячка»), щодо створення системи автоматичної реєстрації відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів приведена в таблиці.

Перший етап впровадження телемеханіки у 2023 році на ПС 35 кВ (8 ПС Олешкінського РЕМ)

Техніко-економічне обґрунтування, щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 8 підстанціях 35 кВ (ПС 35/10 "Раденская", ПС 35/10 "Брилёвка", ПС 35/10

4	Реконструкція обладнання ПС 35 кВ для впровадження телемеханіки (I етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10 кВ (8 ПС)	комплекс	Загальна кількість ТС, ТВ, ТК	ТМ и радиоканал	Охрана	Мачты	
1	ПС 35/10 "Раденская"	шт	38	555,43	0	0	
2	ПС 35/10 "Брилёвка"	шт	62	593,62	0	0	
3	ПС 35/10 "Б.Копани"	шт	46	250,00	0	0	
4	ПС 35/10 "К.Лагеря"	шт	63	593,62	0	0	
5	ПС 35/10 "Н.Маячка"	шт	64	593,62	0	300	
6	ПС 35/10кВ «Тарасовка»	шт	50	593,62	0	0	
7	ПС 35/10кВ «Подокалиновка»	шт	51	593,62	0	0	
8	ПС 35/10кВ «Ст. Маячка»	шт	51	561,43	0	0	
Всього по розділу III			425	4334,96	0	300	

"Б.Копани", ПС 35/10 "К.Лагеря", ПС 35/10 "Н.Маячка", ПС 35/10кВ «Тарасовка», ПС 35/10кВ «Подокалиновка», ПС 35/10кВ «Ст. Маячка»)

У 2023 році пропонуються наступні роботи з реконструкція обладнання ПС 35 кВ для впровадження телемеханіки (I етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ (8 ПС Олешківського РЕЗ) АТ «Херсонобленерго».

- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Н.Маячка» для впровадження телемеханіки (I етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення згідно затвердженої інвестиційної програми становлять 1759,75 тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Раденская» для впровадження телемеханіки (I етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 555,43тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Брилевка» для впровадження телемеханіки (I етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 593,62тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Б.Капони» для впровадження телемеханіки (I етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 250,0тис.грн (без ПДВ).

- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «К.Лагеря» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 593,62тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Тарасовка» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 593,62тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Подокалиновка» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 593,62тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Ст.Маячка» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 561,43тис.грн (без ПДВ).

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 реконструкція обладнання ПС 35 кВ для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10 кВ (8 ПС Олешківського РЕЗ) 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 кВт г

500*3 = 1500 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

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 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. = 729 072+53 539= 782 611грн або 652 176 грн (без ПДВ).

За кожним заходом окремо економічний ефект становить:

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Н.Маячка» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2023 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Н.Маячка» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ, комунікаційне обладнання радіо передавання даних, антено-мачтову споруду заввишки 25 м та РРС “Алкома” на інтервалі Н.Каховка- ПС 35 кВ «Н.Маячка».

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2023 році становитиме 1759,75тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв’язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока 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 РРС :

Езаг. = 729 072+53 539 + 240 000 = 1 022 611 грн або 852 176 грн (без ПДВ).

Враховуючи особливості місцевості, а також відсутність організацій у цьому регіоні, у яких можливо орендувати канали зв’язку, АТ «Херсонобленерго» змушено організовувати власні канали зв’язку. Треба

зазначити, що організація каналів зв'язку іншим шляхом, наприклад, за допомогою оптиковолоконного кабелю у грозотросі обійдеться набагато дорожче. Так, вартість грозотросу с оптиковолоконним кабелем на данний час (з урахуванням робот по його монтажу) дорівнює приблизно 250 000 грн за 1 км. Потреба компанії для організації зв'язку на зазначеному вище напрямку приблизно дорівнює 16,5 км. Таким чином, організація каналів зв'язку за допомогою оптико волоконного кабелю становила б 16,5* 250 000= 4125 000 грн.).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 1759,75/852,176 =2,06 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Раденская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2023 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Раденская» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ з комунікаційним радіообладнанням зв'язку.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2023 році становитиме 555,43 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрететелекому та ін.). На даний час оренда одного потока

в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14 *329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2- кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 555,43 /121,985 =4,55 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Брилевка» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2023 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Брилевка» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ з комунікаційним радіообладнанням зв'язку.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2023 році становитиме 593,62 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14 *329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2- кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 593,62 /121,985 =4,87 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Б. Копані» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2023 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Б. Копані» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2023 році становитиме 250,0 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14 *329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2- кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 250,0 /121,985 =2,05 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «К.Лагеря» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2023 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «К.Лагеря» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ з комунікаційним радіообладнанням зв'язку.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2023 році становитиме 593,62 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14 *329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2- кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 593,62 /121,985 =4,87 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Тарасовка» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2023 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Тарасовка» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ з комунікаційним радіообладнанням зв'язку.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2023 році становитиме 593,62 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14 *329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2- кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 593,62 /121,985 =4,87 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Подокалиновка» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2023 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Подокалиновка» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ з комунікаційним радіообладнанням зв'язку.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2023 році становитиме 593,62 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14 *329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2- кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по

цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 593,62 /121,985 =4,87 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Ст.Маячка» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2023 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Ст.Маячка» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ з комунікаційним радіообладнанням зв'язку.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2023 році становитиме 561,43 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14 *329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2- кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 561,43 /121,985 =4,6 р.

Телемеханізація 9 підстанцій 35 кВ (ПС 35/10 кВ Порт, ПС 35/10кВ Основа, ПС 35/10кВ Таврийская, ПС 35/10кВ Днепряны, ПС 35/10кВ Новорайская, ПС 35/10кВ Качкаровская, ПС 35/10кВ Тягинская, ПС 35/10кВ Высоковская, ПС 35/10кВ Змеевская) - 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 втрат електроенергії, розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

В 2024 році у рамках першого етапу впровадження телемеханіки для створення системи автоматичної реєстрація відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів передбачено обладнати такою системою 9 підстанції 35 кВ Н.Каховського РЕМ (Табл. 5), що живлять Каховський та Бериславський район Херсонської області, а саме встановити комплекс реєстрації перерв та необхідне коммунікаційне обладнання, що забезпечить передавання даних від комплексів реєстрації перерв ПС-35 кВ до базових станції що встановлено у Н.Каховському РЕМ на ПС-154 кВ Бериславская та ПС-35 кВ Новорайская. Для передачі з цих об’єктів телеметричної інформації, між ПС-35 кВ створюється власна мережа передавання даних на базі радіомодемів, з облаштуванням базових станцій прийому інформації та подальшої її передачі за допомогою магістрального обладнання радіорелейного зв’язку в ОІК Н.Каховського РЕМ. Для розміщення антенного обладнання радіомодемів базових станцій та РРС будуються антено-мачтові споруди заввишки 22 м. Для захисту встановленого обладнання ТМ та зв’язку встановлюється відповідне обладнання охоронної сигналізації.

Таблиця-5

№ п.п	Найменування ПС-35-110 (150) кВ, РП-10(6) кВ.	Характеристика підстанції, РП					Об'єм (1-ї черги/ загальний) телемеханіки							
		Кількість, шт.					Кількість, шт.							
		ЛЕП -35	Сил. Тр-р	Т Н-35	ТН-10 (6)	Л-10/ Л-6	ТС стану вими-качів	Загальна кількість ТС та авар.сиг	Датчики ТВ			Кіл. прила-дів обліку	Загальна кі-лькість ТС, ТВ, ТК	Тип каналу передачі даних
									Ввода Сатек	сек.вим Акон	Ввода Акон			
1	ПС 35/10 кВ Порт	2	2	2	2	12	21	21	2	0	0	14	55	Lan/GPRS
2	ПС 35/10кВ Основа	3	2	1	2	6	15	15	2	0	0	8	43	Lan/GPRS
3	ПС 35/10кВ Таврийская	2	2	1	2	3	9	9	2	0	0	5	34	Lan/GPRS
4	ПС 35/10кВ Днепряны	1	1		1	2	4	15	1	0	1	3	29	Lan/GPRS
5	ПС 35/10кВ Новорайская	2	2		2	8	13	30	2	2	1	10	63	Lan/GPRS
6	ПС 35/10кВ Качкаровская	2	1	1	1	5	10	20	2	2	0	6	48	Lan/GPRS
7	ПС 35/10кВ Тягинская	2	1	1	1	3	8	20	2	2	0	4	46	Lan/GPRS
8	ПС 35/10кВ Высоковская	2	2	1	2	7	13	30	2	1	3	9	63	Lan/GPRS
9	ПС 35/10кВ Змеевская	2	2	2	2	4	10	20	2	2	2	6	50	Lan/GPRS

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 2024 році продовжується етап створення системи автоматичної реєстрація аварійних відключень, а саме, перший етап телемеханізації обладнання 9 підстанції 35 кВ Н.Каховського РЕМ. При цьому телеметрична інформація з підстанцій передається до ОІК відповідного РЕМ 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 РЕМ та далі до АТ "Херсонобленерго".

Для забезпечення комплексної телемеханізації обладнання 9 підстанцій 35 кВ, Товариством передбачено розгортання у 2024 році мережі відомчих каналів передавання даних, а саме будівництво радіорелейної ліній ПС-35 кВ «Новорайская» - Горностаївська дільниця Каховського РЕМ, з підключення на підстанціях 2 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-35 кВ «Новорайская» - Горностаївська дільниця Каховського РЕМ довжиною 19,3 км з використанням антенно-щоглових споруд висотою 20 м у с. Новорайське на території ПС-35

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., с. Новорайське, ПС-35 кВ Новорайская	47° 0'53.26"С 33°29'30.93"В	19,4
2	Херсонська обл., с. Горностаївка Горностаївська дільниці Каховського РЕМ.	47° 0'32.17"С 33°44'43.25"В	

кВ Новорайская та антенно-щоглової споруди висотою 40 м у с. Горностаївка на території Горностаївської дільниці Каховського РЕМ.

Характеристика інтервалу РРЛ ПС-35 кВ «Новорайская» - Н.Каховський РЕМ 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 передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антена 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-200-248B, DC/AC інвертор		2
7	Шафа телекомунікаційна 19” 600х600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 891-K9 забезпечує маршрутизацію вхідного Ethernet потоку між напрямками ПС-35 кВ ПС-35 кВ Новорайская – Н.Каховський РЕМ. Голосовий шлюз CISCO SPA 8800 забезпечує підключення 4 абонентських ліній (FXS) та 4 лінії АТС (FXO) на ПС-35 кВ Новорайская.

Вартість робіт з побудови РРЛ ПС-35 кВ «Новорайская» - Н.Каховський РЕМ становить **1166,13 тис грн** без ПДВ.

Обладнання підстанцій 35 кВ засобами охоронної сигналізації.

Зважаючи на проведення у рамках переходу на стимулююче регулювання в 2020-2024 роках масової заміни обладнання та встановлення засобів реєстрації відключень, виникла потреба в підборі для цієї системи необхідних технічних засобів охоронної сигналізації як для встановлення у комірках з обладнанням (інфро-чорвоних або об’ємних датчиків руху) так і забезпечення охорони периметру підстанції фотоелектронними системами.

Тому виникла потреба в комплексному та поетапному проведенні на енергетичних об’єктах Компанії модернізації наявної системи охоронної сигналізації, а саме встановлення сучасного ППК "Грифон AI49.01-16ME", що дозволяє передавати інформацію як за допомогою голосового каналу GSM, а також по каналу GPRS або Ethernet. Організацію охорони перимертру 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 **63,0 тис грн** без ПДВ.

Загальна вартість робіт з телемеханізації 9 підстанцій 35 кВ (ПС 35/10 кВ Порт, ПС 35/10кВ Основа, ПС 35/10кВ Таврийская, ПС 35/10кВ Днепряны,

ПС 35/10кВ Новорайская, ПС 35/10кВ Качкаровская, ПС 35/10кВ Тягинская, ПС 35/10кВ Высоковская, ПС 35/10кВ Змеевская), щодо створення системи автоматичної реєстрації відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів приведена в таблиці.

Перший етап впровадження телемеханіки у 2024 році на ПС 35 кВ (9 ПС Н.Каховського РЕМ)

№	Реконструкція обладнання ПС 35 кВ для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10 кВ (8 ПС)	комплекс	Загальна кількість ТС, ТВ, ТК	ТМ и радиоканал	Охрана	Мачты	РРЛ	Ітого
1	ПС 35/10 кВ Порт	шт	55	375,0	63	0	0	438,0
2	ПС 35/10кВ Основа	шт	43	62,5	63	0	0	125,5
3	ПС 35/10кВ Таврийская	шт	34	62,5	63	0	0	125,5
4	ПС 35/10кВ Днепряны	шт	29	522,34	63	0	0	585,34
5	ПС 35/10кВ Новорайская	шт	63	593,62	63	300	866,13	1822,75
6	ПС 35/10кВ Качкаровская	шт	48	593,62	63	0	0	656,62
7	ПС 35/10кВ Тягинская	шт	46	561,43	63	0	0	624,43
8	ПС 35/10кВ Высоковская	шт	63	62,5	63	0	0	125,5
9	ПС 35/10кВ Змеевская	шт	50	593,62	63	0	0	656,62
Всього по розділу ІІІ			431	3427,13	567	300	866,13	**5160,26**

Техніко-економічне обґрунтування, щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів на 9 підстанціях 35 кВ (ПС 35/10 кВ Порт, ПС 35/10кВ Основа, ПС 35/10кВ Таврийская, ПС 35/10кВ Днепряны, ПС 35/10кВ Новорайская, ПС 35/10кВ Качкаровская, ПС 35/10кВ Тягинская, ПС 35/10кВ Высоковская, ПС 35/10кВ Змеевская)

У 2024 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 (9 ПС Н.Каховського РЕЗ) АТ «Херсонобленерго».

- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Н.Райская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення згідно затвердженої інвестиційної програми становлять 1822,75 тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Порт» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 438,0тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Основа» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 125,5тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Таврийская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 125,5тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Днепряни» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 585,34тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Качкаровская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 656,62тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Тягинская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 624,43тис.грн (без ПДВ).
- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Високовская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 125,5тис.грн (без ПДВ).

- Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Змеевская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ. Загальні капіталовкладення становлять 656,62тис.грн (без ПДВ).

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 реконструкція обладнання ПС 35 кВ для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10 кВ (9 ПС Н.Каховського РЕЗ) 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 кВт г

500*3 = 1500 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

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 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. = 729 072+53 539= 782 611грн або 652 176 грн (без ПДВ).

За кожним заходом окремо економічний ефект становить:

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Н.Райская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2024 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Н.Райская» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ, комунікаційне обладнання радіо передавання даних, антено-мачтову споруду заввишки 25 м та РРС "Алкома" на інтервалі Горностаевка- ПС 35 кВ «Н.Райская», обладнання охоронної сигналізації.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2024 році становитиме 1822,75тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока 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 РРС :

Езаг. = 729 072+53 539 + 240 000 = 1 022 611 грн або 852 176 грн (без ПДВ).

Враховуючи особливості місцевості, а також відсутність організацій у цьому регіоні, у яких можливо орендувати канали зв'язку, АТ «Херсонобленерго» змушено організовувати власні канали зв'язку. Треба зазначити, що організація каналів зв'язку іншим шляхом, наприклад, за допомогою оптиковолоконного кабелю у грозотросі обійдеться набагато дорожче. Так, вартість грозотросу с оптиковолоконним кабелем на

данний час (з урахуванням робот по його монтажу) дорівнює приблизно 250 000 грн за 1 км. Потреба компанії для організації зв'язку на зазначеному вище напрямку приблизно дорівнює 16,5 км. Таким чином, організація каналів зв'язку за допомогою оптико волоконного кабелю становила б 16,5* 250 000= 4125 000 грн.).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 1822,75/852,176 =2,14 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Порт» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної

реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2024 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Раденская» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ з комунікаційним радіообладнанням зв'язку та охоронною сигналізацією.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2024 році становитиме 438,0 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14 *329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2- кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 438,0 /121,985 =3,6 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Основа» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2024 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Основа» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ з обладнання охоронної сигналізації .

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2024 році становитиме 125,5 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14 *329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=
55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2- кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 125,5 /121,985 =1,03 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Таврийская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2024 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Таврийская» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ з обладнання охоронної сигналізації .

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2024 році становитиме 125,5 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрететелекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14 *329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=
55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2- кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 125,5 /121,985 =1,03 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Днепряни» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2024 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Днепряни» обладнання КП

телемеханіки СКАТ ТМ з комунікаційним радіообладнанням зв'язку та охоронною сигналізацією.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2024 році становитиме 585,34 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14 *329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2- кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 585,34 /121,985 =4,8 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Качкаровская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2024 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Качкаровская» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ з комунікаційним радіообладнанням зв'язку та охоронної сигналізації.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2024 році становитиме 656,62 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14 *329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по

цим підстанціям;

2- кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 656,62 /121,985 =5,38 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Тягинка» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2024 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Тягинка» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ з комунікаційним радіообладнанням зв'язку та охоронної сигналізації.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2024 році становитиме 624,43 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час

Компанія сплачує провайдерам (Укрететелекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14 *329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+60000=146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2- кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 624,43 /121,985 =5,12 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Високовская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2024 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Високовска» обладнання КП

телемеханіки СКАТ ТМ з обладнання охоронної сигналізації .

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2024 році становитиме 125,5 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14 *329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2- кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 125,5 /121,985 =1,03 р.

Реконструкція обладнання ПС 35 кВ «Змеевская» для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ.

Впровадження реалізації даного проекту передбачає у 2024 році закупити та змонтувати на ПС 35 кВ «Змеевская» обладнання КП телемеханіки СКАТ ТМ з комунікаційним радіообладнанням зв'язку та охоронної сигналізації.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу обладнання у 2024 році становитиме 656,62 тис.грн. (без ПДВ).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Компанія сплачує провайдерам (Укрителекому та ін.). На даний час оренда одного потока в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення комунікаційного радіообладнання зв'язку дозволяє організувати 1 потік. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

В ор. = 1*5000,0*12=60 000 грн щорічно. (50 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації радіоканалу зв'язку:

Е заг. = 14 *329,4*12 +2*915*12 + 9 083 + 60 000=

55 339,2+21960,0+9083+60000 =146 382,2 грн (121 985,17 грн без ПДВ), де

14 - кількість відключень у мережах 0,4-10 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

2- кількість відключень у мережах 35-150 кВ за даними Компанії по цим підстанціям;

9083 грн- зменшення витрат на паливо;

60000 грн- витрати на оренду каналів зв'язку у рік.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 656,62 /121,985 =5,38 р.

Створення радіорелейних каналів зв'язку та передавання телемеханічних даних в ОІК АТ "Херсонобленерго".

В АТ ЕК "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 АСКОЕ;
- Оптимізації внутрішнього документообірту 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 мультисервівсної 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 наоснові 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 мультисервівсна система зв'язку та телекомунікацій компанії ПАТ ЕК "Херсонобленерго" буде базуватися на наступних видах зв'язку:

- радіорелейні магістральні канали зв'язку з великою пропускною 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. Миколаїва 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 пропускною 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 широкосмугового 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 розміщенні 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'єднана 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 РЕЗ, а також дозволить підключити цифрову АТС та мережу передавання даних Скадовського РЕЗ за допомогою цифрового потока Е1 та високошвидкісного каналу передавання даних до корпоративної мережі ПАТ „ЕК "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 реєстрація 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 РЕМ та ПАТ „ЕК "Херсонобленерго".

Для забезпечення надійного та безперервного надходження даних до ОІК АСДУ ПАТ «ЕК Херсонобленерго» та ОІК відповідного ДП РЕМ 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 2020-2024 роки 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 радіозвязку отримують доступ 5 підстанції 35 кВ Горностаївської дільниці Каховського РЕМ, 4 підстанції 35 кВ Б.Лепетихського РЕМ, 8 підстанції 35 кВ Іванівського РЕМ.

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 Горностаївської дільниці Каховського РЕМ, Б.Лепетихського РЕМ, Н.Сірогозької дільниці Іванівського РЕМ та Іванівського РЕМ за допомогою цифрового потоку Е1 та високошвидкісного каналу передавання даних до корпоративної мережі АТ “Херсонобленерго”.

Побудова радіорелейної лінії зв’язку Берислав - Горностаївка 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 2020 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 РЕМ 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 РЕМ та далі до АТ “Херсонобленерго”.

Будівництво радіорелейної ліній Берислав - Горностаївка не тільки дозволить забезпечити надійними каналами передавання телеметричних даних з 5 підстанції Горностаївської дільниці Каховського РЕМ, а також дозволить створити до них нові диспетчерські канали зв’язку та підключити Горностаївську дільницю Каховського РЕМ до корпоративної мережі зв'язку та передавання даних АТ “Херсонобленерго”.

Будівництво радіорелейної лінії зв’язку Берислав - Горностаївка довжиною 29,5 км з використанням антенно-щоглових споруд висотою 60 м у м. Берислав на території ПС-150 кВ Бериславская та антенно-щоглової споруди висотою 40 м у с. Горностаївка на території Горностаївської дільниці Каховського РЕМ.

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., м. Берислав, ПС-150 кВ Бериславская	46°51'8.12"С 33°25'53.96"В	29,5
2	Херсонська обл., с. Горностаївка, Горностаївської дільниці Каховського РЕМ.	47° 0'32.17"С 33°44'43.25"В	

РРЛ Берислав - Горностаївка 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 передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антена 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-К9 забезпечує маршрутизацію вхідного Ethernet потоку між напрямками Берислав - Горностаївка. Голосовий шлюз CISCO SPA 8800 забезпечує підключення 4 абонентських ліній (FXS) та 4 лінії АТС (FXO) на ПС-150 кВ Бериславская та ПС-35 кВ Горностаївка, а також магістральне з'єднання з АТС Горностаївка.

Таким чином загальна вартість побудови радіорелейної лінії зв’язку Берислав - Горностаївка 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 Берислав - Горностаївка 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 2020 році на базі радіорелейного обладнання типу АЛКОМА передбачено будівництво РРЛ Берислав - ПС-35 кВ “Горностаевка”, що дозволить забезпечити на першому етапі каналами диспетчерського зв’язку та передавання телеметричних даних, АСКУЕ з ПС-35 кВ “Горностаевка”.

Враховуючи вищевикладене можно 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 середньом 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 кВт г

500*3 = 1500 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 (Укрителекому 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 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: РРЛ Берислав - ПС-35 кВ “Горностаевка”.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу : РРЛ Берислав - ПС-35 кВ “Горностаевка” становитиме 1000,0 тис.грн. (без ПДВ)

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{ок.} = 1000,0 / 652,176 = 1,53 \text{ р.}$$

Побудова радіорелейної лінії зв’язку Горностаївка - В.Лепетиха 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 2021 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 РЕМ 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 РЕМ та далі до АТ “Херсонобленерго”.

Будівництво радіорелейної ліній Горностаївка - В.Лепетиха не тільки дозволить забезпечити надійними каналами передавання телеметричних даних з 4 підстанції Б.Лепетихського РЕМ, а також дозволить створити до них нові диспетчерські канали зв’язку та підключити диспетчерський пункт Б.Лепетихський РЕМ до корпоративної мережі зв'язку та передавання даних АТ “Херсонобленерго”.

Будівництво радіорелейної лінії зв’язку Горностаївка - В.Лепетиха довжиною 21,6 км з використанням антенно-щоглових споруд висотою 40 м у с. Горностаївка на території Горностаївської дільниці та антенно-щоглової споруди висотою 22 м у с. Б.Лепетиха на території диспетчерського пункту Б.Лепетихського РЕМ.

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., с. Горностаївка, Горностаївської дільниці Каховського РЕМ.	47° 0'32.17"С 33°44'43.25"В	21,6
2	Херсонська обл., с. Б.Лепетиха, диспетчерський пункт Б.Лепетихського РЕМ	47° 9'21.37"С 33°55'52.66"В	

РРЛ Горностаївка - В.Лепетиха 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 передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антена 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 Горностаївка - В.Лепетиха. Голосовий шлюз CISCO SPA 8800 забезпечує підключення 4 абонентських ліній (FXS) та 4 лінії АТС (FXO) на ПС-35 кВ Горностаївка та диспетчерського пункту Б.Лепетихського РЕМ.

Таким чином загальна вартість побудови радіорелейної лінії зв’язку Горностаївка - В.Лепетиха 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 Горностаївка - В.Лепетиха 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 2021 році на базі радіорелейного обладнання типу АЛКОМА передбачено будівництво РРЛ ПС-35 кВ “Горностаевка” - ПС-35 кВ

“Б.Лепетиха”, що дозволить забезпечити на першому етапі каналами диспетчерського зв’язку та передавання телеметричних даних, АСКУЕ з ПС-35 кВ “Б.Лепетиха”.

Враховуючи вищевикладене можно 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 середньом 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 кВт г

500*3 = 1500 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 (Укрителекому 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 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: РРЛ ПС-35 кВ “Горностаевка” - ПС-35 кВ “Б.Лепетиха”.

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу : РРЛ ПС-35 кВ “Горностаевка” - ПС-35 кВ “Б.Лепетиха” 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 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 РЕМ 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 РЕМ 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 РЕМ, а також дозволить створити до них нові диспетчерські канали зв’язку та підключити ПС-150 кВ «Рубановка» та диспетчерський пункт Б.Лепетихського РЕМ 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 РЕМ 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. Б.Лепетиха, диспетчерський пункт Б.Лепетихського РЕМ	47° 0'32.17"С 33°44'43.25"В	22,3
2	Херсонська обл., с. Рубанівка , ПС-150 кВ «Рубановка»	47° 0'42.50"С 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 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 передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антена 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-К9 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 можно 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 середньом 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 кВт г

500*3 = 1500 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 (Укрететелекому 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 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 ПС-150 кВ «Рубановка» - Н.Серогози 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 РЕМ 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 РЕМ та далі до АТ “Херсонобленерго”.

Будівництво радіорелейної ліній ПС-150 кВ «Рубановка» - Н.Серогози не тільки дозволить забезпечити надійними каналами передавання телеметричних даних з 4 підстанції Н.Сірогозької дільниці Іванівського РЕМ, а також дозволить створити до них нові диспетчерські канали зв’язку та підключити Н.Сірогозьку дільницю Іванівського РЕМ до корпоративної мережі зв'язку та передавання даних АТ “Херсонобленерго”.

Будівництво радіорелейної лінії зв’язку ПС-150 кВ «Рубановка» - Н.Серогози довжиною 25,3 км з використанням антенно-щоглових споруд висотою 22 м у 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 РЕМ.

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.Серогози, Н.Сірогозька дільниця Іванівського РЕМ	46°51'21.84"С 34°22'45.64"В	

РРЛ ПС-150 кВ «Рубановка» - Н.Серогози 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 передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антена 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-200-248B, DC/AC інвертор		2
7	Шафа телекомунікаційна 19” 600х600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 891-K9 забезпечує маршрутизацію вхідного Ethernet потоку між напрямками ПС-150 кВ «Рубановка» - Н.Серогози. Голосовий шлюз CISCO SPA 8800 забезпечує підключення 4 абонентських ліній (FXS) та 4 лінії АТС (FXO) на диспетчерського пункту Н.Сірогозької дільниці Іванівського РЕМ та магістральне з'єднання з АТС Н.Сірогозької дільниці Іванівського РЕМ.

Таким чином загальна вартість побудови радіорелейної лінії зв’язку ПС-150 кВ «Рубановка» - Н.Серогози 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.Серогози 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 можно 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 середньом 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 кВт г

500*3 = 1500 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 (Укрететелекому 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 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-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

$$T_{ок.} = 1000,0 / 652,176 = 1,53 \text{ р.}$$

Побудова радіорелейної лінії зв’язку Н.Серогози — 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 РЕМ 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 РЕМ та далі до АТ “Херсонобленерго”.

Будівництво радіорелейної ліній Н.Серогози — Іванівка не тільки дозволить забезпечити надійними каналами передавання телеметричних даних з 4 підстанції Іванівського РЕМ, а також дозволить створити до них нові диспетчерські канали зв’язку та підключити Іванівський РЕМ до корпоративної мережі зв'язку та передавання даних АТ “Херсонобленерго”.

Будівництво радіорелейної лінії зв’язку Н.Серогози — Іванівка довжиною 20,0 км з використанням антенно-щоглових споруд висотою 20 м у с.Н.Сірогози на території Н.Сірогозької дільниці Іванівського РЕМ та антенно-щоглової споруди висотою 20 м у с. Іванівка на території Іванівського РЕМ.

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., с. Н.Серогози, Н.Сірогозька дільниця Іванівського РЕМ	46°51'21.84"С 34°22'45.64"В	20,0
2	Херсонська обл., с. Іванівка, Іванівського РЕМ	46°43'2.06"С 34°32'40.86"В	

РРЛ Н.Серогози — Іванівка 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 передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антена 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-200-248B, 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 РЕМ та магістральне з'єднання з АТС Іванівського РЕМ.

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 “Ивановка”, що дозволить забезпечити на першому етапі каналами диспетчерського зв’язку та передавання телеметричних даних, АСКУЕ з ПС-

35 кВ “Ивановка”.

Враховуючи вищевикладене можно 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 середньом 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 кВт г

500*3 = 1500 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 (Укрететелекому 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 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

$$T_{ок.} = 950,0 / 652,176 = 1,46 \text{ р.}$$

Економічний ефект від впровадження плану розвитку на 2020-2024роки

Реконструкція ПЛ-6-10кВ

В рамках плану розвитку ОСР на 2020-2024рр Товариством планується виконати реконструкцію 158,52км ПЛ-6-10кВ витративши 143,66млн.грн. без ПДВ.

Реконструкцією передбачається заміна проводу перетином 35 мм на провід перетином 70 мм.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності дорівнює:

$$Д = Д\ 70 - Д\ 35$$

$$Д\ 70 = Р_{max} * Т_{max}*(Ц_{вих}-Ц_{вх})*N = 265*2190*(1,39-0,95)*42 = 10724868\ грн$$

$$Д\ 35 = Р_{max} * Т_{max}*(Ц_{вих}-Ц_{вх})*N = 175*2190*(1,39-0,95)*42 = 7082460грн,$$

$$Р\ max. = I\ max.* U$$

I мах.- допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);
Т мах. = 6 год. * 365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину);
N- кількість ПЛ.

$$Д = 10724868-7082460 = 3642408грн\ (\ з\ ПДВ)$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ 10 кВ приходиться 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 біля 6900 грн. Економія за рік складає: В стих= 6900*6= 41400 грн. на 1 км

Загальна <u>В стих</u>= 41400*158,52 = 6562728грн , де 158,52– довжина ПЛ-10кВ, що підлягає реконструкції у 2020-2024 роках або 5468940грн (без ПДВ).При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 250 кВА, кількості ТП- 350 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 250 \times 350 \times 6 = 525000кВт*годин.$$

При вартості 0,95 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$Влік = 0,95 *525000 = 498750\ грн.\ по\ ПЛ.$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ-10кВ, середня ушкодженість –5 разів на рік. Таким чином, В лік. = 5*498750=2493750грн. або 2078125грн (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. необхідно використати:

Матеріали	кг, (шт.)	ціна (грн/од.)	тис. грн. (без ПДВ)
Опори (СВ 10,5-5), шт	1235	3114	3845790
Провід стале алюмінієвий АС-50, кг	9359	87,1	815168,9
Ізолятори ШФ-20, шт	3705	94,8	351234
Траверса ТМ-1, шт	1235	675	833625
Всього на матеріали та обладнання:			**5845817,9**

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 8184тис. грн. За термін експлуатації ПЛ (25 років) необхідно виконати п’ять капремонтів. Витрати при цьому складуть 40920 тис.грн. Витрати на ПЛ, що підлягає заміні, складають В рем.=40920 :25=1636тис.грн. на один рік.

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-6-10кВ за 1 рік складе:

В експ. = Врем.+Влік.+Встих=1636+2493+6562=10691тис.грн або 8909тис.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 32кВт год. в місяць
Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії:

В втрат = 32*164,71*0,95*12 = 60086грн (50071 грн без ПДВ)

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

В =Вексп + В втрат = 10691+60=10751тис грн.(8959,1тис. грн без ПДВ)

Сукупний економічний ефект:

Езаг.= Е заг. = Д+В = 3642+10751= 14393тис. грн або 11994тис.грн (без ПДВ).

Загальний обсяг капіталовкладень згідно плану розвитку становить 143,66млн грн без ПДВ.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

Т ок.=Кзаг/Е заг= 143660 /11994=12р.

Реконструкція ПЛ-0,4кВ ізольованим проводом

В рамках плану розвитку ОСР на 2020-2024рр Товариством планується виконати реконструкцію 257,571км ПЛ-0,4кВ витративши 174,5млн. 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 розчистку 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:

.

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2020-2024роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходів залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, 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 зворотніх матеріалів			
	Кількість після демонтажу	Вартість за тону	Вартість матеріалів
Кольоровий металолом	75,32	30	2259,6
Чорний металолом	112,2	5,5	617,1

Разом	2876,7

2.Зниження ТВЕ

Зменшення втрат електроенергії В втрат згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням втрат на відповідний тариф. В втрат= W*Цвх., де
W – втрати електроенергії,
Ц вх.- покупной тариф

У середньому, за власними розрахунками Товариства, зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину проводу, оптимізації довжини ПЛ, заміни неізольованого проводу на ізольований на 1 км ПЛ дорівнює 183,33 кВт.г за 1 місяць. Відповідно після реалізації проекту ТВЕ зменшиться на:

183,33кВт*год * 12 міс* 257,571км=566645кВт *год/рік

Фактичний середній тариф на куповану електричну енергію – 1,40 грн/кВт·г.

Отже, зниження величини втрат в грошовому еквіваленті дорівнюватиме:

566645кВт*год/рік*1,40грн/кВт=793,3тис. 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 6-10 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	**кг, (шт.)**	**ціна (грн/од.)**	**тис. грн. (без ПДВ)**
Стояки (СВ 9,5-2), шт	2035	2084	4240,94
Провід алюмінієвий А50, тн	54,6	108475	5922,7
Ізолятори ТФ-20, шт	8140	22,44	182,6
Траверса ТН-12, шт	2035	229	466
Провід СИП 2*16, км	89,128	15263	1360
Комплект затискачів для вводів, шт	2993	350	1048
Всього на матеріали та обладнання:			**13037,64**

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт

ПЛ складе 18253тис. грн. За термін експлуатації ПЛ (25 років) необхідно виконати п’ять капремонтів. Витрати при цьому складуть 91265 тис.грн. Витрати на ПЛ, що підлягає заміні, складають В рем.= 91265 :25=3651 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 пропускної здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

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.

30 ÷ 15років = 2

Враховуючи величину річного споживання - 88662135кВт*год/рік, річне збільшення корисного відпуску становитиме:

88662135 * 2% = 1773243кВт*год/рік

Назва складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт·год	тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуск	1773243	0,5	887
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			887

5.Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2017 по 01.01.2018 ПЛ-0,4кВ в середньому аварійно вимикаються 5 разів і середня тривалість відключень склала 2250хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить близько – 38475 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

2250/60 хв * 38475 кВт =1442813 кВт*год

Назва складової економічного ефекту	кВт г	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	1442813	0,5	722
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			722

6.Інше

Назва заходу складової економічного ефекту	кВт	грн/кВт·год	тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	1442813	1,40	2020
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			2020

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)	Окупність, роки
174500	2876,7	8073	21,2

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)				
Зниження ТВЕ	Зниження операційних витрат	Збільшення корисного відпуску	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
793,3	3651	887	722	2020

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме –8073 тис. грн. (без ПДВ).

Очікуваний термін окупності складе —21,2 років.

Встановлення реклоузерів

В рамках плану розвитку ОСР на 2020-2024рр Товариством планується встановити 50 реклоузерів, витративши 26,45млн. 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:

.

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2020-2024роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження операційних витрат, 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 01.01.2018 по 01.01.2019 ПЛ-10кВ аварійно вимикалась в середньому 9раз і сумарна тривалість відключень склала 3600хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить –80690кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

3600/60хв * 80690кВт=4841400кВт*год

Назва складової економічного ефекту	кВт г	грн/кВт·год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	4841400	0,5	2420,7
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			2420,7

2.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 18км

Середня витрата пального автовишкою на 100 км складає 40л ДП

18/2*40/100*9*30*50=48,6тис. грн

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення витрат пов'язаних з пошуком пошкоджень
2420,7	48,6

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
26450	2469,3	10,7

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 2469,3тис. грн. (без ПДВ). Очікуваний термін окупності складе — 10,7роки.

Перелік заходів з переведенням мереж 6кВ на 10кВ

Реконструкція ПЛ-6кВ Ф.625 від ПС “Каховська 330”, м.Таврійськ переведення на 10кВ.

В рамках програми розвитку ОСР на 2020-2024р, відповідно до кодексу СР п.3.2.8 Товариство планує виконати заходи з переходу частини ПЛ-6кВ Ф-625 на напругу 10кВ в м.Таврійськ. ПЛ-6кВ Ф-625 від ПС-330/150/35/6 “Каховська” живить приблизно половину міста Таврійськ, а також його градообразуючі підприємства — управління Північно-Кримського каналу та його Головну

споруду, об'єкти Одеської залізниці, завод “Петронік”, а також міський водоканал та головну ВНС міста, 2 церкви, ЗОШ №7, дитячий садок, комплекс споруд, в яких розміщені підприємства соціальної сфери Таврійської міської ради, бази відпочинку “Славутич” та “Локомотив” на березі р.Дніпро, житловий район м.Таврійськ “Східний, чисельну кількість торговельних точок та місць громадського харчування.

ПЛ-6кВ Ф-625 має низку недоліків, особливо відсутність можливості резервування. Найближчим фідером 6кВ є ф.623, але виходячи з того, що він живить чисельну кількість потужних юридичних споживачів м. Таврійськ, серед яких завод плавлених сирів, м`ясокомбінат, комбінат хлібопродуктів та інші (всього близько 30), таке резервування неможливе з огляду на завантаження обох ліній.

Також існує ще один фактор, який потребує розгляду ПЛ-6кВ ф.625 перевантажена, що призводить до понаднормових втрат напруги в кінці лінії та втрат електричної енергії.

Внаслідок відсутності резерву Ф-625, дуже ускладнене виведення в ремонт обладнання. Основні споживачі погоджують відключення фідеру лише на короткий термін, неможливість резервування навчальних закладів, при відсутності в місті Таврійськ центрального теплопостачання призводить до загрози техногенних аварій в випадку необхідності виведення в ремонт обладнання під час низьких температур, спроби узгодження таких відключень наражаються на термінову негативну реакцію керівництва міста та низку звернень в перевіряючи органи.

Фактор відсутності резервування Ф-625 призводить до тривалих пауз в електрозабезпеченні споживачів м. Таврійськ під час проведення планових робіт на обладнанні або при пошуку місця пошкодження після аварійного відключення ПЛ.

В той же час, в місті Таврійськ в наявності дві ПС-35/10, потужності яких недовантажені, це ПС 35/10 “Порт”(2х6300 кВА) та ПС 35/10 “Таврійська” (4000, 1600 кВА). ПС 35/10 “Порт” має живлення по СНР від ПС “Каховська 330” та резервне живлення від ПС 150 кВ “Промбаза”. З ПС 35/10 “Таврійська” виходить лише один фідер 10 кВ з 5 ТП 10/0,4 кВ.

В рамках програми розвитку планується перевести 10 ТП-6/0,4кВ, що знаходяться на балансі Новокаховських РЕМ та 1 абонентську ТП на напругу 10кВ, а саме:

- ЗТП-49 250/6 — 141 споживач (141шт. побут);
- ЗТП-38 315/6 — 182 споживача (182шт. побут);
- КТП-42 100/6- 50 споживачів (2шт. юридичні, 48шт. побут);
- ЗТП-44 2х250/6 — 70 споживачів (7шт. юридичні, 63шт. побут);
- ЗТП-48 400/6 — 266 споживачі (8шт. юридичні, 258шт. побут);
- КТП-170 160/6 - 170 споживачів (1шт. юридичні, 169шт. побут);
- КТП-108 250/6 — 71 споживач (2шт. юридичні, 69шт. побут);
- ЗТП-303А 250/6 — 1шт. Юридичний;
- КТП-103 200/6 — 4 споживача (2шт. юридичні, 2шт. побут);
- КТП-41 250/6 — 255 споживачів (11шт. юридичні, 244шт. побут);

- КТП-68 63/6 — 2шт. юридичні, 1шт. побут;

В результаті переведення мереж на напругу 10кВ та заживлення від ПС-35/10 Таврійська з'явиться можливість резервування від ПС-35/10 Порт з можливістю виведення в ремонт обладнання частинами та залишити максимальну кількість споживачів з напругою.

Реконструкція мереж для забезпечення надійного живлення споживачів в м.Олешки

В рамках програми розвитку ОСР на 2020-2024р, відповідно до кодексу СР п.3.2.8 Товариство планує виконати заходи з забезпечення надійності розподілу електроенергії для живлення споживачів мікрорайону Житлоселище в м.Олешки.

Мікрорайон Житлоселище живиться від абонентської ПС-35/6 Целюлозна, на якій постійно відбуваються аварійні відключення.

Для забезпечення надійності планується збудувати ділянку ПЛ-10кВ від ПС-150/35/10 Цюрупинська до РП-837 в РП-837 встановити трансформатор 10/6кВ потужністю 2,5МВА, збудувати ділянку КЛ-6кВ від РП-837 до ЗТП-825 та переключити 7 ТП від ПС-150/35/10 Цюрупинська, з забезпеченням резервного живлення від ПС-35/6 Целюлозна.

Перелік ТП, що будуть переключені на ПС-150/35/10 Цюрупинська:

- ЗТП-825: всього споживачів - 201 з них побут-184, юридичних-14.
- ЗТП-807: всього споживачів-224 з них побут-199, юр-25.
- ЗТП-814: всього споживачів-292 з них побут-274, юр-18.
- ЗТП-806: всього споживачів-215 з них побут-205, юр-10.
- ЗТП-808: всього споживачів по **1Т**-117 з них побут-109, юр-8; всього споживачів по **2Т**-192 з них побут-188, юр-4.
- ЗТП-811: всього споживачів по **1Т**-1 з них юр-1, **2Т-**резерв
- ЗТП-810: всього споживачів-55 з них побут-49, юр-6.

В результаті реалізації вказаних заходів буде забезпечено підвищення надійності розподілу електроенергії для живлення споживачів жителів мікрорайону Житлоселище в м.Олешки

Переведення споживачів з 6кВ на 10кВ в смт. Комишани

В рамках програми розвитку ОСР на 2020-2024р відповідно до кодексу СР п.3.2.8 Товариство планує виконати заходи з переходу частини смт.Комишами м.Херсон на напругу 10кВ.

смт.Комишани заживлені від ПС-35/6 “Очисні споруди” Ф-3109 та Ф-3112. Повністю відмовитись від мереж 6кВ в даному районі неможливо у зв'язку з:

- в смт. Комишани та с.Благовіщенське знаходиться значна кількість абонентських ТП, а саме 7шт.
- наявністю абонента другої категорії та необхідністю забезпечення живлення від двох фідерів.

Поблизу селища Комишани розташована ПС-35/10 “Комишанська” яка заживлює смт.Приозерне та одну ТП в смт.Комишани та має резерв потужності.

В рамках програми розвитку у зв’язку з неможливістю повного переходу на 10кВ планується збудувати ділянку ПЛ-10кВ від ПС-35/10 “Комишанська” довжиною 2,308км та заживити дві нові КТП (КТП-1124 та КТП-1125). Планується виконати реконструкцію мереж ПЛ-0,4кВ від ТП-721 та ТП-722 з переключенням частини на нові КТП. Також на нові КТП планується переключити частину мереж від абонентських ТП для забезпечення надійного надійності розподілу електроенергії для живлення споживачів.

КТП, що планується збудувати:

- КТП-1124 з силовим трансформатором ТМГ-400/10/0,4кВ та кабельними виходами, переключенням близько 250 абонентів;
- КТП-1125 з силовим трансформатором ТМГ-400/10/0,4кВ та кабельними виходами з переключенням близько 200 абонентів;

Економічний ефект від впровадження плану розвитку на 2020-2024роки

Будівництво нових ТП-6-10/0,4кВ

В рамках плану розвитку ОСР на 2020-2024рр Товариством планується збудувати 135 новрих ТП витративши 65,61млн. грн. без ПДВ.

Будівництво нових ТП є ефективним заходом з точки зору:

1.Забезпечення безаварійності роботи, оскільки зменшується кількість абонентів, що вимикається.

2.Збільшення пропускної 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:

.

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2020-2024роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, 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

Після встановлення нового ТП збільшується пропускна спроможність:

Враховуючи потужність трансформатора збільшення корисного відпуску становитиме:

135*250 *0,92* 24 * 365* 2%= 5439960кВт*год/рік

Назва складової економічного ефекту	кВт*г	грн/кВт·г	тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуск	5439960	0,5	2720
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			2720

3.Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2018 по 01.01.2019 ПЛ-0,4кВ аварійно вимикалась 5 разів і сумарна тривалість відключень склала 2250хв.

Оцікувана завантажуваність ТП становить –25960кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

2250/60хв * 25960кВт=973500кВт*год

Назва складової економічного ефекту	кВт г	грн/кВт·год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	973500	0,5	486,8
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			486,8

4.Інше

Назва заходу складової економічного ефекту	кВт	грн/кВт·год	тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	973500	1,40	1362,9
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск			1362,9

електроенергії у грошовому еквіваленті	

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Збільшення корисного відпуску	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
2720	486,8	1362,9

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2017 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
65610	0	4569,7	14,3

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 4569,7тис. грн. (без ПДВ). Очікуваний термін окупності складе — 14,3 років.

Реконструкція ТП із створенням комплексу для автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні в ТП-10,6/0,4 кВ

В рамках плану розвитку ОСР на 2020-2024рр Товариством планується встановити автоматичні вимикачі з реєстрацією відключення в 150 ЗТП витративши 18,75млн. 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:

.

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2020-2024роки. 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 01.01.2018 по 01.01.2019 ПЛ-0,4кВ аварійно вимикалась в середньому 5раз і сумарна тривалість відключень склала 3600хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить –37500кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

3600/60хв * 37500кВт=2250000кВт*год

Назва складової економічного ефекту	кВт г	грн/кВт*г	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	2250000	0,5	1125
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			1125

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартісь заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
18750	**1125**	16,7

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 1125тис. грн. (без ПДВ). Очікуваний термін окупності складе — 16,7роки.

Реконструкція КТП із заміною шафи

В рамках плану розвитку ОСР на 2020-2024рр Товариством планується замінити шафи КТП на 75 КТП витративши 8,25млн. 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:

.

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2020-2024роки. 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 01.01.2018 по 01.01.2019 ПЛ-0,4кВ аварійно вимикалась в середньому 5раз і сумарна тривалість відключень склала 3600хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить –18750кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

3600/60хв * 18750кВт=1125000кВт*год

Назва складової економічного ефекту	кВт г	грн/кВт*г	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	1125000	0,5	562,5
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			562,5

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартісь заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
8250	**562,5**	14,7

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 562,5тис. грн. (без ПДВ). Очікуваний термін окупності складе — 14,7роки.

Заміна силових трансформаторів

В рамках плану розвитку ОСР на 2020-2024рр Товариством планується замінити 95 силових трансформатора витративши 12,153млн. 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:

.

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2020-2024роки. 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 01.01.2018 по 01.01.2019 ТП-0,4кВ аварійно вимикалась у зв'язку з пошкодженням трансформатора 15раз, витрати часу на заміну силового трансформатора в середньому складають 16годин.

Середня потужність силових трансформаторів 250кВА.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

95шт*16год * 250кВА*0,92*15=5244000кВт*год

Назва складової економічного ефекту	кВт г	грн/кВт*г	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	5244000	0,5	2622
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			2622

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартісь заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
12153	2622	4,6

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 2622 тис. грн. (без ПДВ). Очікуваний термін окупності складе — 4,6роки.

Реконструкція ЗТП/РП

В рамках плану розвитку ОСР на 2020-2024рр Товариством планується реконструювати 3 ЗТП/РП витративши 11,6млн. 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:

.

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2020-2024роки. 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 01.01.2018 по 01.01.2019 РП-6-10/0,4кВ аварійно вимикалась 20раз витрати часу на відновлення електропостачання становить 7000хв.

Сумарна потужність силових трансформаторів 1000кВА.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

7000/60хв * 1000кВА*3=350000кВт*год

Назва складової економічного ефекту	кВт г	грн/кВт*г	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	350000	0,5	175

Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті	175

2.Інше

Назва заходу складової економічного ефекту	кВт	грн/кВт·год	тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	350000	1,40	490
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			490

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
175	490

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
11600	665	17

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 665 тис. грн. (без ПДВ). Очікуваний термін окупності складе — 17 роки.

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 2020-2024рр Товариство планується реконструювати 32 ЗТП та встановити вакуумні вимикачі з телемеханікою витративши 12,52млн. 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:

.

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2020-2024роки. 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 01.01.2018 по 01.01.2019 ПЛ-6-10 аварійно вимикалась 5раз витрати часу на відновлення електропостачання становить 3600хв .

Середня потужність силових трансформаторів 4000кВА.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

3600/60хв * 4000кВА*32=7680000кВт*год

Назва складової економічного ефекту	кВт г	грн/кВт*г	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	7680000	0,5	3840
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			3840

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
12520	3840	3,3

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 3840тис. грн. (без ПДВ). Очікуваний термін окупності складе — 3,3 роки.

Реконструкція ТП 10 кВ (встановлення вимикачів навантаження)

В рамках плану розвитку ОСР на 2020-2024рр Товариством планується реконструювати 28 ЗТП та встановити вимикачі навантаження витративши 2,8млн. 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:

.

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2020-2024роки. 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 01.01.2018 по 01.01.2019 ЗТП аварійно вимикалась 5раз витрати часу на відновлення електропостачання становить 2500хв .

Середня потужність силових трансформаторів 400кВА.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

2500/60хв * 400кВА*28=466666кВт*год

Назва складової економічного ефекту	кВт г	грн/кВт*г	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	466666	0,5	233
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			233

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
2800	233	12

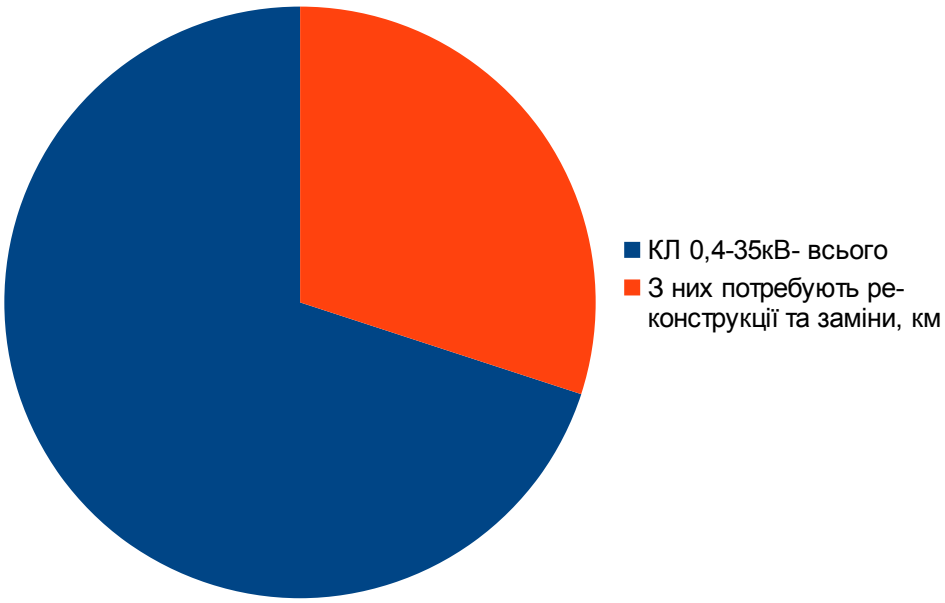
Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 233тис. грн. (без ПДВ). Очікуваний термін окупності складе — 12роки.

22.7. Кабельні лінії 0,4-6-10-35 кВ

Враховуючи термін експлуатації, кількість муфт та конструктивні відмінності кабельних ліній станом на 01.01.19р. потребують реконструкції та заміни **485,697** км кабельних ліній(таб.22.7.1).

КЛ 0,4-35кВ- всього	1131,78	%
З них потребують реконструкції та заміни, км	485,697	43

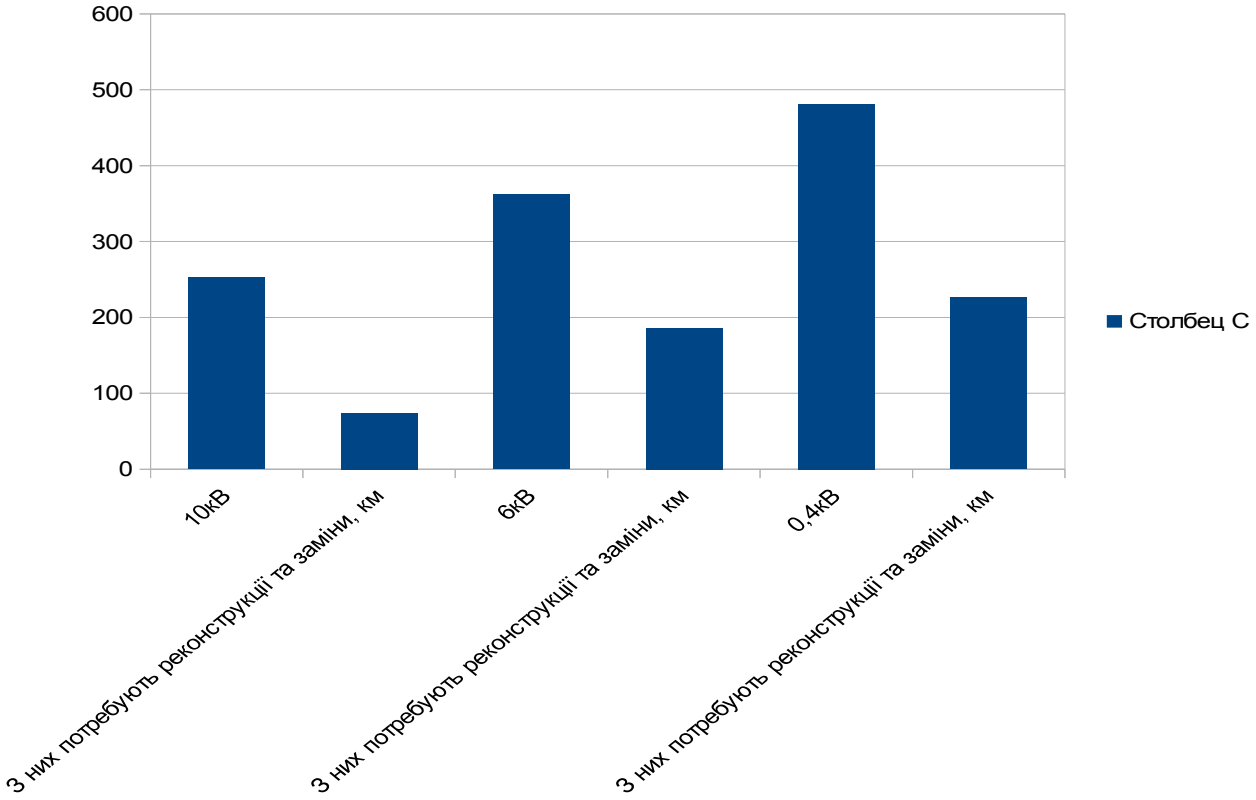
таб.22.7.1



В таблиці 22.7.2 наведені загальні дані по КЛ 35-6-10-0,4 кВ, які потребують реконструкції та заміни.

Клас напруги	км	%
КЛ ел.передач всього	1 131,78	
35кВ	35,905	
З них потребують реконструкції та заміни, км	0	0
10кВ	252,578	
З них потребують реконструкції та заміни, км	74,506	29
6кВ	362,157	
З них потребують реконструкції та заміни, км	185,731	51
0,4кВ	481,138	
З них потребують реконструкції та заміни, км	226,225	47

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).

РЕМ	км	%
Геническький	42,701	
з них потребують реконструкції та заміни,км	36,29	85
Каховський	59,886	
з них потребують реконструкції та заміни,км	30,847	52
Н.Каховський	200,5285	
з них потребують реконструкції та заміни,км	113,571	57
Скадовський	5,438	
з них потребують реконструкції та заміни,км	0,435	8
Херсонський	712,166	
з них потребують реконструкції та заміни,км	299,268	42
Олешковський	36,772	
з них потребують реконструкції та заміни,км	5,286	14

Таб.22.7.3

Кабельні лінії, які підлягають реконструкції в 2020-2024 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.

В 2020 році планується замінити 14,8 км ліній 6-10 кВ в Каховському, Новокаховському, Олешковському районах та м.Херсон на суму 29026,5 тис.грн. і 1,03 км ліній 0,4 кВ в м.Херсон на суму 1567,94 тис.грн.

В 2021 році реконструкції підлягає 15,31 км КЛ 6-10 кВ в Геническому, Скадовському районах та м.Херсон на суму 30026,73 тис.грн. і 5,12 км КЛ 0,4 кВ в м.Нова Каховка та Херсон на суму 7809,15 тис.грн.

В 2022 році під реконструкцію потрапляють 15,65 км ліній 6-10 кВ в м.Нова Каховка та Херсон на суму 30963,56 тис.грн. і 10,33 км ліній 0,4 кВ в Каховському, Новокаховському районах та м.Херсон на суму 14945,53 тис.грн.

В 2023 році планується реконструювати 19,6 км ліній 6-10 кВ в Каховському, Новокаховському, Геническому районах та м.Херсон на суму 38440,48 тис.грн. і 13,02 км ліній 0,4 кВ в Каховському, Новокаховському районах та м.Херсон на суму 19858,49 тис.грн.

В 2024 році реконструкції належать 25,7 км ліній 6-10 кВ в Каховському, Новокаховському, Геническому районах та м.Херсон на суму 50404,13 тис.грн. і 11,4 км ліній 0,4 кВ в Каховському, Новокаховському районах та м.Херсон на суму 17387,62 тис.грн.

Всі заходи програми розвитку кабельних електромереж на 2020-2024 рр. На загальну суму **245164,5 тис.грн.** наведені в таблиці 22.7.4.

Розрахунок економічного ефекту від впровадження заходів Програми АТ «Херсонобленерго» на 2020-2024 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 Програми розвитку є необхідність забезпечення надійного та якісного енергопостачання споживачів м.Херсона та Херсонської області. До Програми 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

$$Є=Р-З, \text{ де} \qquad (1.1)$$

Є – економічний ефект (прибуток); Р- результати (доход); З – 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

$$Т\ ок.=Кзаг/Е\ заг, \text{ де} \qquad (1.2.)$$

К заг.- загальний обсяг капіталовкладень, передбачний інвестиційною програмою;

Е заг. – сукупний економічний ефект від впровадження заходу

$$Е\ заг. = Д+В \qquad (1.3.)$$

Д-доход, отриманий від збільшення корисного відпуску електроенергії,

В-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 максимума.

Д=Рмах * Т мах*(Цвих-Цвх), де (1.3.)

Р мах.- максимальне навантаження;
Т мах. – тривалість максимального навантаження;
Ц вих. – тариф при продажі (товарний);
Ц вх.- покупной тариф

Для АТ «Херсонобленерго» середньорічні показники дорівнювали:

Ц вих.= 1,39 грн/кВт г. (з ПДВ)
Ц вх.= 0,95 грн/кВт г. (з ПДВ)
Зменшення загальних витрат визначається по формулі

В =Вексп + В втрат, де (1.4.)

В есп. – зменшення витрат на експлуатацію;
В втрат – зменшення вартості втрат електроенергії

Техніко-економічне обґрунтування реконструкції КЛ 6-10 кВ

До Програми розвитку було включено обсяги робіт з реконструкції КЛ 6кВ, які потребують реконструкці 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, недовідпуск електроенергії, а отже уникнути можливих штрафних санкцій по невиконанню договірних зобов'язань на електропостачання.

Згідно п.3.2.6. Кодексу системи розподілу вказані заходи направлені на підвищення рівня якості електропостачання(безперервність, якість електричної енергії).

У Програмі розвитку планується реконструкція 93,06км КЛ 6-10кВ у м. Херсон, Скадовськ, Каховка, Нова Каховка,Олешки та Генічеськ.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї ліній дорівнює

Д = Д 95 - Д120

Д 95= Рмах * Т мах*(Цвих-Цвх) =260*6*2190*(1,39-0,95)= 1 503216 грн
Д 150= Рмах * Т мах*(Цвих-Цвх) = 300*6*2190*(1,39-0,95)= 1734480 грн,
де

Дзаг = 1734480 - 1503216 грн = 231264грн (з ПДВ) ;192720(без ПДВ)

Р мах.=І мах.* U, де
І мах.- допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);
Т мах. = 6 год. *365 = 2190 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 204 ліній 6-10кВ очікуваний загальний дохід від збільшення пропускної здатності ліній становитиме

Д заг. = Д*204 = 231264*204= 47177856 грн (з ПДВ), або 39314880 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*5 = 2 000 кВт*годин.

При вартості 0,95 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по 1КЛ складуть:
В лік = 0,95*2 000 = 1 900 грн.
Загальна В лік.= 204* 1 900 грн = 387600 грн.
Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.
Таким чином, В лік. = 2* 387600 = 775200 грн., або 646000 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 рем. = 18,2*204*5 = 18564000 грн.,або 15470000(без ПДВ).

Загальне зменшення витрат на ремонт по 204 КЛ дорівнює

В експ.= В рем +Влік. = 18564000 + 775200=19339200

16116000грн (без ПДВ),

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 6-10 кВ по 204 кабельним лініям дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартісті втрат електроенергії
В втрат = 2499 *0,95*12 = 28 489грн., або 23 740 грн без ПДВ

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 93,06 км КЛ 6-10 кВ становить:
В =Вексп + В втрат = 19339200 + 28 489 = 19367689 грн., або 16139740 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект
Езаг.= Е заг. = Д+В = 47177856+ 19367689 = 66545545грн., або 55454620 грн (без ПДВ).

Загальний обсяг капіталовкладень згідно Програми становить 174430250 (без ПДВ).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює
Т ок.=Кзаг/Е заг= 174430250 / 55454620 =3,15р.

Техніко-економічне обґрунтування
реконструкції КЛ 0,4 кВ

До Програми розвитку було включено обсяги робіт з реконструкції КЛ 0,4кВ, які потребують реконструкці за своїм технічним станом, налічують граничну кількість ремонтних муфт та випрацювали срок 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, недовідпуск електроенергії, а отже уникнути можливих штрафних санкцій по невиконанню договірних зобов'язань на електропостачання.

Згідно п.3.2.6. Кодексу системи розподілу вказані заходи направлені на підвищення рівня якості електропостачання(безперервність, якість електричної енергії).

У Програмі розвитку планується реконструкція 40,99км на 150ділянках КЛ 0,4кВ у м. Херсон, м. Каховка та м.Нова Каховка.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї ліній дорівнює

Д = Д 150 - Д 120

Д 120= Рмах * Т мах*(Цвих-Цвх) =270*6*2190*(1,39-0,95) = 1561032 грн

Д 150= Рмах * Т мах*(Цвих-Цвх) = 305*6*2190*(1,39-0,95) = 1763388грн, де

Р мах.=І мах.* U, де

І мах.- допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

Т мах. = 6 год. *365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

Д = 1763388- 1561032=202356 грн(з ПДВ)

Таким чином, загальні витрати В =Влік + В втрат, де

В лік. – зменшення витрат на ліквідацію відключень

В втрат – зменшення вартісті втрат електроенергії

Зменшення вартісті втрат електроенергії В втрат згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням втрат на відповідний тариф.

В втрат= W*Цвх., де

W – втрати електроенергії,

Ц вх.- покупний тариф

Втрати електроенергііі 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 втрат= W*Цвх=1585*12*0,95 = 18 069грн., або 15 058 грн без ПДВ.

У середньому, ліквідація одного відключення КЛ 0,4 кВ 8 годин.

1 година відключення дорівнює 180 кВт.

180 * 8 = 1440кВт г

При покупному тарифі 0,95 грн/кВт г.

В лік. =0,95 * 1440 = 1368 грн.

Середнє місячне споживання електроенергії 197 кВт/год. одним абонентом.
Середнє місячне споживання електроенергії на КЛ-0,4 кВ = 197*550*150=16252500 кВт/год, де
550– кількість споживачів.,
Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 40,99 км КЛ 0,4 кВ становить
В =Влік + В втрат = 1368 +16252500= 16253868, або 13544890грн. без ПДВ.

Сукупний економічний ефект

Езаг.= Д+В = 202356+ 13544890=13747246 грн. без ПДВ.

Загальний обсяг капіталовкладень згідно затвердженої Програми на 2020-24рр. становить 55907770 грн. (без ПДВ).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок.=Кзаг/Е заг= 55907770 / 13747246=4,07 р.

22.8 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**

На 2020 рік запланована кількість реконструкцій вводів складає 4500 шт. однофазних та 700 шт. трифазних, загальні витрати становлять **3692.9 тис. грн. без ПДВ.**

Реалізація проекту дозволить покращити технічний стан обладнання, 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 на протязі року
3. Зменшаться експлуатаційні витрати на розчистку трас та інше.
4. Забезпечується безпечне обслуговування вводів експлуатаційним персоналом та підвищується безпека для населення і тварин.
5. Зменшуються витрати електроенергії за рахунок зменшення реактивного опору лінії та втрати при замиканнях на вводному пристрої.

При запланованому на 2020 р. придбанні 4500 шт. виносних шаф для встановлення однофазних приладів обліку та 700 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 400кВт*г/рік на кожен трифазний — 750кВт*г/рік при тарифі для побутових споживачів 1.4грн/кВт*г:

((4500*400)+(700*750))*1.4грн/кВт*г = 3255000 грн.

2. За рахунок зниження технічних витрат електроенергії (згідно “Инструкции по снижению технологического расхода електрической енергии на передачу по електрическим сетям” И.34-70-028-86.) при очікуваній закупівельній ціні 1.62 грн./кВт*г в розмірі:

(4500+700) х 6кВт*год/рік =31200 кВт*г х 1,62 грн. = 50544 грн.

Термін окупності витрат складе: 3692,9 тис. грн./ 3305,5 тис. грн. = 1,12 роки.

На 2021 рік: запланована кількість реконструкцій вводів складає 5000 шт. однофазних та 400 шт. трифазних, загальні витрати становлять **3688.8 тис. грн. без ПДВ.**

Економічна ефективність буде складати:

1. За рахунок очікуваного зменшення обсягів розкрадань і збільшення корисного відпуску на кожен однофазний лічильник проблемного споживача на рівні 400кВт*г/рік на кожен трифазний — 750кВт*г/рік при тарифі для побутових споживачів 1.4грн/кВт*г:

((5000*400)+(400*750))*1.4грн/кВт*г = 3220000 грн.

2. За рахунок зниження технічних витрат електроенергії (згідно “Инструкции по снижению технологического расхода електрической енергии на передачу по електрическим сетям” И.34-70-028-86.) при очікуваній закупівельній ціні 1.62 грн./кВт*г в розмірі:

(5000+400) х 6кВт*год/рік =32400 кВт*г х 1,62 грн. = 52488 грн.

Термін окупності витрат складе: 3688,8тис. грн./ 3272,5 тис. грн. = 1,12 роки.

На 2022 рік: запланована кількість реконструкцій вводів складає 5000 шт. однофазних та 400 шт. трифазних, загальні витрати становлять **3688.8 тис. грн. без ПДВ.**

Економічна ефективність буде складати:

1. За рахунок очікуваного зменшення обсягів розкрадань і збільшення корисного відпуску на кожен однофазний лічильник проблемного споживача на рівні 400кВт*г/рік на кожен трифазний — 750кВт*г/рік при тарифі для побутових споживачів 1.4грн/кВт*г:

((5000*400)+(400*750))*1.4грн/кВт*г = 3220000 грн.

2. За рахунок зниження технічних витрат електроенергії (згідно “Инструкции по снижению технологического расхода електрической енергии на передачу по електрическим сетям” И.34-70-028-86.) при очікуваній закупівельній ціні 1.62 грн./кВт*г в розмірі:

(5000+400) х 6кВт*год/рік =32400 кВт*г х 1,62 грн. = 52488 грн.

Термін окупності витрат складе: 3688,8тис. грн./ 3272,5 тис. грн. = 1,12 роки.

На 2023 рік: запланована кількість реконструкцій вводів складає 5500 шт. однофазних та 600 шт. трифазних, загальні витрати становлять **4233.2 тис. грн. без ПДВ.**

Економічна ефективність буде складати:

1. За рахунок очікуваного зменшення обсягів розкрадань і збільшення корисного відпуску на кожен однофазний лічильник

проблемного споживача на рівні 400кВт*г/рік на кожен трифазний — 750кВт*г/рік при тарифі для побутових споживачів 1.4грн/кВт*г:

((5500*400)+(600*750))*1.4грн/кВт*г = 3710000 грн.

2. За рахунок зниження технічних витрат електроенергії (згідно “Инструкции по снижению технологического расхода електрической енергии на передачу по електрическим сетям” И.34-70-028-86.) при очікуваній закупівельній ціні 1.62 грн./кВт*г в розмірі:

(5500+600) х 6кВт*год/рік =36600 кВт*г х 1,62 грн. = 59292 грн.

Термін окупності витрат складе: 4233,2тис. грн./ 3769,3 тис. грн. = 1,12 роки.

На 2024 рік: запланована кількість реконструкцій вводів складає 6000 шт. однофазних та 600 шт. трифазних, загальні витрати становлять **4558.2 тис. грн. без ПДВ.**

Економічна ефективність буде складати:

1. За рахунок очікуваного зменшення обсягів розкрадань і збільшення корисного відпуску на кожен однофазний лічильник проблемного споживача на рівні 400кВт*г/рік на кожен трифазний — 750кВт*г/рік при тарифі для побутових споживачів 1.4грн/кВт*г:

((6000*400)+(600*750))*1.4грн/кВт*г = 3990000 грн.

2. За рахунок зниження технічних витрат електроенергії (згідно “Инструкции по снижению технологического расхода електрической енергии на передачу по електрическим сетям” И.34-70-028-86.) при очікуваній закупівельній ціні 1.62 грн./кВт*г в розмірі:

(6000+600) х 6кВт*год/рік =39600 кВт*г х 1,62 грн. = 64152 грн.

Термін окупності витрат складе: 4558,2тис. грн./ 4054,2 тис. грн. = 1,12 роки.

2 Облаштування точок комерційного обліку згідно Кодексу комерційного обліку

В рамках ІП-2020, 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 45 шт., трансформатор струму Т-0.66 300/5кл. 0,5S у кількості 60 шт., трансформатор струму Т-0.66 600/5кл. 0,5S у кількості 45 шт., трансформатор струму Т-0.66 1000/5кл. 0,5S у кількості 30 шт., шафа металева (для розміщення приладу обліку та ТС) у кількості 45 шт., загальні витрати становлять **276.98 тис. грн. без ПДВ.**

У зв'язку з тим, що обладнання загальнобудинковим лічильником у будинках співвласників багатоповерхових будинків, дозволить отримати економічний ефект за рахунок різниці між електроенергією, облікованою по загальному лічильнику та поквартирними лічильниками. Ця різниця завжди більше за втрати, виконані розрахунковим методом згідно методики Дарчука від 1500 кВт г/рік до 3000 кВт г/рік по кожному будинку, тому що мережі, які знаходяться у багатоповерхових будинках, застарілі, належно не експлуатуються.

На кожен облік виконаний з застосуванням комплекту трансформаторів струму 0.4кВ (3шт на комплект) очікується зменшення рівня комерційних втрат на рівні 2300кВт*г/рік. Ефект від впровадження становитиме за рік при очікуваній вартості закупівельної ціни 1.62 грн./кВт*г:

45*2300кВт*г/рік*1.62грн/кВт*г=167670 грн.

Термін окупності складе відповідно: 276.98 тис.грн./ 167,67 тис.грн. = 1,65 роки.

На 2021 рік: електролічильник АСКОЕ побут трифазний багатофункціональний трансформаторного включення з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 60 шт., електролічильник багатофункціональний 380В 5-100А з вбудованим модемом GPRS у кількості 32 шт., трансформатор струму Т-0.66 300/5кл. 0,5S у кількості 60 шт., трансформатор струму Т-0.66 600/5кл. 0,5S у кількості 60 шт., трансформатор струму Т-0.66 1000/5кл. 0,5S у кількості 60 шт., шафа металева (для розміщення приладу обліку та ТС) у кількості 60 шт., загальні витрати становлять **553 тис. грн. без ПДВ.**

На кожен облік очікується зменшення рівня комерційних втрат на рівні 2300кВт*г/рік. Ефект від впровадження становитиме за рік при очікуваній вартості закупівельної ціни 1.62 грн./кВт*г:

92*2300кВт*г/рік*1.62грн/кВт*г=342792 грн.

Термін окупності складе відповідно: 553 тис. грн./ 342.8 тис.грн. = 1,61 роки.

На 2022 рік: електролічильник АСКОЕ побут трифазний багатофункціональний трансформаторного включення з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 70 шт., електролічильник багатофункціональний 380В 5-100А з вбудованим модемом GPRS , з вбудованим реле у кількості 60 шт., трансформатор струму Т-0.66 300/5кл. 0,5S у кількості 120 шт., трансформатор струму Т-0.66 600/5кл. 0,5S у кількості 60 шт., трансформатор струму Т-0.66 1000/5кл. 0,5S у кількості 30 шт., шафа металева (для розміщення приладу обліку та ТС) у кількості 120 шт., загальні витрати становлять **866.25 тис. грн. без ПДВ.**

На кожен облік очікується зменшення рівня комерційних втрат на рівні 2300кВт*г/рік. Ефект від впровадження становитиме за рік при очікуваній вартості закупівельної ціни 1.62 грн./кВт*г:

130*2300кВт*г/рік*1.62грн/кВт*г=484380 грн.

Термін окупності складе відповідно: 866,25 тис. грн./ 484,38 тис. грн. = 1,78 роки.

На 2023 рік: електролічильник АСКОЕ побут трифазний багатофункціональний трансформаторного включення з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 70 шт., електролічильник багатофункціональний 380В 5-100А з вбудованим модемом GPRS, з вбудованим реле у кількості 50 шт., електролічильник багатофункціональний 380В 5-10А з вбудованим модемом GPRS у кількості 50 шт., трансформатор струму Т-0.66 200/5кл. 0,5S у кількості 180 шт., трансформатор струму Т-0.66 300/5кл. 0,5S у кількості 120 шт., трансформатор струму Т-0.66 600/5кл. 0,5S у кількості 60 шт., шафа металева (для розміщення приладу обліку та ТС) у кількості 200 шт., загальні витрати становлять **1300.75 тис. грн. без ПДВ.**

На кожен облік очікується зменшення рівня комерційних втрат на рівні 2300кВт*г/рік. Ефект від впровадження становитиме за рік при очікуваній вартості закупівельної ціни 1.62 грн./кВт*г:

170*2300кВт*г/рік*1.62грн/кВт*г=633420 грн.

Термін окупності складе відповідно: 1300,75 тис. грн./ 633,42 тис. грн. = 2,05 роки.

На 2024 рік: електролічильник АСКОЕ побут трифазний багатофункціональний трансформаторного включення з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 20 шт., електролічильник багатофункціональний 380В

5-100А з вбудованим модемом GPRS, з вбудованим реле у кількості 60 шт., електролічильник багатофункціональний 380В 5-10А з вбудованим модемом GPRS у кількості 100 шт., трансформатор струму Т-0.66 200/5кл. 0,5S у кількості 180 шт., трансформатор струму Т-0.66 300/5кл. 0,5S у кількості 120 шт., трансформатор струму Т-0.66 600/5кл. 0,5S у кількості 60 шт., шафа металева (для розміщення приладу обліку та ТС) у кількості 300 шт., загальні витрати становлять **1703 тис. грн. без ПДВ.**

На кожен облік очікується зменшення рівня комерційних втрат на рівні 2300кВт*г/рік. Ефект від впровадження становитиме за рік при очікуваній вартості закупівельної ціни 1.62 грн./кВт*г:

180*2300кВт*г/рік*1.62грн/кВт*г=670680 грн.

Термін окупності складе відповідно: 1703 тис. грн./ 670,68 тис. грн. = 2,54 роки.

<u>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</u>

Для реалізації заходу в ІП-2020 заплановано придбати:

Лінійний пункт високовольтного обліку ПКУ-10 з терміналом ЛУЗОД у кількості 4 шт. на загальну суму **368 тис. грн. (без ПДВ)**.

Пункт високовольтного комерційного блоку типу ПКУ-10 являє собою герметичну металеву шафу зі ступенем захисту IP-57 облаштовану: 3шт. трансформаторами струму 10кВ з класом точності 0,5S у кожній фазі; сухим трансформатором напруги 10кВ з класом точності 0,5; трансформатором власних потреб 100/220В для живлення комунікаційного обладнання у складі: блоку живлення, GPRS модему та конвертора інтерфейсів, а також багатофункціональним лічильником з портом RS-485.

В рамках ІП-2020 заплановане відпрацювання наступних споживачів:

- ТОВ Дніпро, дог.4227 т.о. Хлібзавод,м. Генічеськ, вул. Братів Коваленко, б. 41. Заміри навантаження не відповівдають споживанню абонента. Споживання абонента становить 20000 кВт, що не відповідає споживанню за вимірами яке становить 27000 кВт, тобто можливий економічний ефект становить до 7000 кВт г в місяць.
- Габрієлян Єранак Вагушівна, дог. 5072, т.о. 2/5 частки нежилих будівель, м. Геніческ, вул. Центральна, б.202, заміри навантаження не відповдають споживанню електроенергії. Абонент споживає 3000 кВт, за замірами споживання становить 7000 кВт, тобто можливий економічний ефект становить 4000 кВтг в місяць.
- Споживача ФОП Вінокурова дог№ 2977 Абонент споживає 25 кВт, за замірами споживання становить від 40 кВт до 77кВт. Зменшення втрат очікується до 15000 кВтг щомісяця.
- Споживач ПП “УКРАГРОЕКСПО ЛТД" два ТП 918 та 919. Абонент споживає 80 кВт, за замірами споживання становить 100 кВт. Встановлено технічний облік індукційний який постійно відрізняється від комерційного. Зменшення втрат очікується до 20000 кВтг щомісяця.

Ефект від впровадження становитиме за рік при очікуваній вартості закупівельної ціни 1.62 грн./кВт*г:

(7000кВт*г/міс+4000кВт*г/міс+15000кВт*г/міс 20000кВт*г/міс)* 12 міс.* 1.62 грн./кВт*г=894240 грн.

Термін окупності складе відповідно: 368 тис. грн./ 894,24 тис. грн. = 0,41 роки.

На 2021 рік: лінійний пункт високовольтного обліку ПКУ-10 з терміналом ЛУЗОД у кількості 4 шт. на загальну суму **368 тис. грн. (без ПДВ)**.

Ефект від впровадження становитиме за рік при очікуваній вартості закупівельної ціни 1.62 грн./кВт*г:

(7000кВт*г/міс+4000кВт*г/міс+15000кВт*г/міс 20000кВт*г/міс)* 12 міс.* 1.62 грн./кВт*г=894240 грн.

Термін окупності складе відповідно: 368 тис. грн./ 894,24 тис. грн. = 0,41 роки.

На 2022 рік: лінійний пункт високовольтного обліку ПКУ-10 з терміналом ЛУЗОД у кількості 4 шт. на загальну суму **368 тис. грн. (без ПДВ)**.

Ефект від впровадження становитиме за рік при очікуваній вартості закупівельної ціни 1.62 грн./кВт*г:

(7000кВт*г/міс+4000кВт*г/міс+15000кВт*г/міс 20000кВт*г/міс)* 12 міс.* 1.62 грн./кВт*г=894240 грн.

Термін окупності складе відповідно: 368 тис. грн./ 894,24 тис. грн. = 0,41 роки.

На 2023 рік: лінійний пункт високовольтного обліку ПКУ-10 з терміналом ЛУЗОД у кількості 4 шт. на загальну суму **368 тис. грн. (без ПДВ)**.

Ефект від впровадження становитиме за рік при очікуваній вартості закупівельної ціни 1.62 грн./кВт*г:

(7000кВт*г/міс+4000кВт*г/міс+15000кВт*г/міс 20000кВт*г/міс)* 12 міс.* 1.62 грн./кВт*г=894240 грн.

Термін окупності складе відповідно: 368 тис. грн./ 894,24 тис. грн. = 0,41 роки.

На 2024 рік: лінійний пункт високовольтного обліку ПКУ-10 з терміналом ЛУЗОД у кількості 4 шт. на загальну суму **368 тис. грн. (без ПДВ)**.

Ефект від впровадження становитиме за рік при очікуваній вартості закупівельної ціни 1.62 грн./кВт*г:

(7000кВт*г/міс+4000кВт*г/міс+15000кВт*г/міс 20000кВт*г/міс)* 12 міс.* 1.62 грн./кВт*г=894240 грн.

Термін окупності складе відповідно: 368 тис. грн./ 894,24 тис. грн. = 0,41 роки.

4. В рамках інвестиційної програми 2020 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 29300 шт., електролічильник АСКОЕ побут трифазний багатофункціональний прямого включення з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 600 шт. маршрутизатор системи АСКОЕ побут з пристроєм грозозахисту у кількості 60 шт. на загальну суму **40691 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 щомісячного контролю при змінній нормі обходу на одного контролера по 1 поясу 80 точок обліку за зміну.

Кількість вивільнених контролерів, складе:

29900 лічильників : 20 робочих днів : 80шт = 19 контролерів

Зекономлений фонд оплати праці за рік (контролер 1 групи):

19*3600грн*12 = 820800 грн.

2. Зменшення кількості електромонтерів з відключення за рахунок застосування дистанційного відключення. Розрахунок виконано за умови відключення на місяць 1.5% від загальної кількості точок обліку протягом місяця та нормі відключення на монтера 8 точок обліку на зміну.

Кількість точок обліку на відключення:

29900*0.015= 448 т.о.

необхідна кількість електромонтерів

448 точок обліку: 20 робочих днів : 8 т.о./зміну = 3 електромонтери

Зекономлений фонд оплати праці за рік (електромонтер 3 розряду):

3*6400грн*12= 230400 грн.

3. Збільшення корисного відпуску за рахунок точної фіксації показів на 24.00 годину і неможливість штучного зменшення орієнтовно 5 кВт*год щомісячно на 75% лічильників при середньому тарифі 1.25грн.

29900 лічильників * 0.75 * 5квт*г*12 міс*1.25 = 1681875 грн.

4. Виявлення крадіжок з застосуванням магнітного та електромагнітного впливу на лічильник завдяки застосуванню вбудованих датчиків в лічильниках. Розрахунок проведено виходячи 0.5% проблемних споживачів від загальної кількості та при середньому нарахуванню по Акту порушення при втручанні в роботу лічильника 8200грн:

29900 шт. * 0.005 * 8200 = 1225900 грн.

5. Збільшення корисного відпуску за рахунок покращення класу точності приладів обліку. Розрахунок проведено виходячи з умови 3%

збільшення при середньомісячному споживанні на одну побутову точку обліку за 2018 рік -183кВт*г:

29900 шт. * 183кВт*г * 0.03 *12міс * 1.25грн = 2462265 грн.

Термін окупності заходу складе:

40691000 грн./(820800+230400+1681875+1225900+2462265)грн.=6.33 роки.

На 2021 рік: електролічильник АСКОЕ побут однофазний багатофункціональний з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 34000 шт., електролічильник АСКОЕ побут трифазний багатофункціональний прямого включення з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 1200 шт. маршрутизатор системи АСКОЕ побут з пристроєм грозозахисту у кількості 100 шт. на загальну суму **49102 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 щомісячного контролю при змінній нормі обходу на одного контролера по 1 поясу 80 точок обліку за зміну.

Кількість вивільнених контролерів, складе:

35200 лічильників : 20 робочих днів : 80шт = 22 контролери

Зекономлений фонд оплати праці за рік (контролер 1 групи):

22*3600грн*12 = 950400 грн.

2. Зменшення кількості електромонтерів з відключення за рахунок застосування дистанційного відключення. Розрахунок виконано за умови відключення на місяць 1.5% від загальної кількості точок обліку протягом місяця та нормі відключення на монтера 8 точок обліку на зміну.

Кількість точок обліку на відключення:

35200*0.015= 528 т.о.

необхідна кількість електромонтерів

528 точок обліку: 20 робочих днів : 8 т.о./зміну = 3 електромонтери

Зекономлений фонд оплати праці за рік (електромонтер 3 розряду):

3*6400грн*12= 230400 грн.

3. Збільшення корисного відпуску за рахунок точної фіксації показів на 24.00 годину і неможливість штучного зменшення орієнтовно 5 кВт*год щомісячно на 75% лічильників при середньому тарифі 1.25грн.

35200 лічильників * 0.75 * 5квт*г*12 міс*1.25 = 1980000 грн.

4. Виявлення крадіжок з застосуванням магнітного та електромагнітного впливу на лічильник завдяки застосуванню вбудованих датчиків в лічильниках. Розрахунок проведено виходячи 0.5% проблемних споживачів від загальної кількості та при середньому нарахуванню по Акту порушення при втручанні в роботу лічильника 8200грн:

35200 шт. * 0.005 * 8200 = 1443200 грн.

5. Збільшення корисного відпуску за рахунок покращення класу точності приладів обліку. Розрахунок проведено виходячи з умови 3% збільшення при середньомісячному споживанні на одну побутову точку обліку за 2018 рік -183кВт*г:

35200 шт. * 183кВт*г * 0.03 *12міс * 1.25грн = 2898720 грн.

Термін окупності заходу складе:

49102000 грн./(950400+230400+1980000+1443200+2898720)грн.=6.54 роки.

На 2022 рік: електролічильник АСКОЕ побут однофазний багатофункціональний з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 39800 шт., електролічильник АСКОЕ побут трифазний багатофункціональний прямого включення з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 1200 шт. маршрутизатор системи АСКОЕ побут з пристроєм грозозахисту у кількості 120 шт. на загальну суму **56942 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 щомісячного контролю при змінній нормі обходу на одного контролера по 1 поясу 80 точок обліку за зміну.

Кількість вивільнених контролерів, складе:

41000 лічильників : 20 робочих днів : 80шт = 26 контролерів

Зекономлений фонд оплати праці за рік (контролер 1 групи):

26*3600грн*12 = 1123200 грн.

2. Зменшення кількості електромонтерів з відключення за рахунок застосування дистанційного відключення. Розрахунок виконано за умови відключення на місяць 1.5% від загальної кількості точок обліку протягом місяця та нормі відключення на монтера 8 точок обліку на зміну.

Кількість точок обліку на відключення:

41000*0.015= 615 т.о.

необхідна кількість електромонтерів

615 точок обліку: 20 робочих днів : 8 т.о./зміну = 4 електромонтери

Зекономлений фонд оплати праці за рік (електромонтер 3 розряду):

4*6400грн*12= 307200 грн.

3. Збільшення корисного відпуску за рахунок точної фіксації показів на 24.00 годину і неможливість штучного зменшення орієнтовно 5 кВт*год щомісячно на 75% лічильників при середньому тарифі 1.25грн.

41000 лічильників * 0.75 * 5квт*г*12 міс*1.25 = 2306250 грн.

4. Виявлення крадіжок з застосуванням магнітного та електромагнітного впливу на лічильник завдяки застосуванню вбудованих

датчиків в лічильниках. Розрахунок проведено виходячи 0.5% проблемних споживачів від загальної кількості та при середньому нарахуванню по Акту порушення при втручанні в роботу лічильника 8200грн:

41000 шт. * 0.005 * 8200 = 1681000 грн.

5. Збільшення корисного відпуску за рахунок покращення класу точності приладів обліку. Розрахунок проведено виходячи з умови 3% збільшення при середньомісячному споживанні на одну побутову точку обліку за 2018 рік -183кВт*г:

41000 шт. * 183кВт*г * 0.03 *12міс * 1.25грн = 3376350 грн.

Термін окупності заходу складе:

56942000грн./(1123200+307200+2306250+1681000+3376350)грн.=

=6.47 роки.

На 2023 рік: електролічильник АСКОЕ побут однофазний багатофункціональний з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 44700 шт., електролічильник АСКОЕ побут трифазний багатофункціональний прямого включення з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 1500 шт. маршрутизатор системи АСКОЕ побут з пристроєм грозозахисту у кількості 150 шт. на загальну суму **64612,5 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 щомісячного контролю при змінній нормі обходу на одного контролера по 1 поясу 80 точок обліку за зміну.

Кількість вивільнених контролерів, складе:

46200 лічильників : 20 робочих днів : 80шт = 29 контролерів

Зекономлений фонд оплати праці за рік (контролер 1 групи):

29*3600грн*12 = 1252800 грн.

2. Зменшення кількості електромонтерів з відключення за рахунок застосування дистанційного відключення. Розрахунок виконано за умови відключення на місяць 1.5% від загальної кількості точок обліку протягом місяця та нормі відключення на монтера 8 точок обліку на зміну.

Кількість точок обліку на відключення:

46200*0.015= 693 т.о.

необхідна кількість електромонтерів

693 точок обліку: 20 робочих днів : 8 т.о./зміну = 4 електромонтери

Зекономлений фонд оплати праці за рік (електромонтер 3 розряду):

4*6400грн*12= 307200 грн.

3. Збільшення корисного відпуску за рахунок точної фіксації показів на 24.00 годину і неможливість штучного зменшення орієнтовно 5 кВт*год щомісячно на 75% лічильників при середньому тарифі 1.25грн.

46200 лічильників * 0.75 * 5квт*год*12 міс*1.25 = 2598750 грн.

4. Виявлення крадіжок з застосуванням магнітного та електромагнітного впливу на лічильник завдяки застосуванню вбудованих датчиків в лічильниках. Розрахунок проведено виходячи 0.5% проблемних споживачів від загальної кількості та при середньому нарахуванню по Акту порушення при втручанні в роботу лічильника 8200грн:

46200 шт * 0.005 * 8200 = 1894200 грн.

5. Збільшення корисного відпуску за рахунок покращення класу точності приладів обліку. Розрахунок проведено виходячи з умови 3% збільшення при середньомісячному споживанні на одну побутову точку обліку за 2018 рік -183кВт*г:

46200 шт. * 183кВт*г * 0.03 *12міс * 1.25грн = 3804570 грн.

Термін окупності заходу складе:

64612500грн./(1252800+307200+2598750+1894200+3804570)грн.=

=6.55 роки.

На 2024рік: електролічильник АСКОЕ побут однофазний багатофункціональний з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 50500 шт., електролічильник АСКОЕ побут трифазний багатофункціональний прямого включення з PLC модемом, вбудованим реле, вбудованими датчиками магнітного та радіочастотного впливу у кількості 1500 шт. маршрутизатор системи АСКОЕ побут з пристроєм грозозахисту у кількості 200 шт. на загальну суму **72902,5 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 щомісячного контролю при змінній нормі обходу на одного контролера по 1 поясу 80 точок обліку за зміну.

Кількість вивільнених контролерів, складе:

52000 лічильників : 20 робочих днів : 80шт = 33 контролери

Зекономлений фонд оплати праці за рік (контролер 1 групи):

33*3600грн*12 = 1425600 грн.

2. Зменшення кількості електромонтерів з відключення за рахунок застосування дистанційного відключення. Розрахунок виконано за умови відключення на місяць 1.5% від загальної кількості точок обліку протягом місяця та нормі відключення на монтера 8 точок обліку на зміну.

Кількість точок обліку на відключення:

52000*0.015= 780 т.о.

необхідна кількість електромонтерів

780 точок обліку: 20 робочих днів : 8 т.о./зміну = 5 електромонтерів

Зекономлений фонд оплати праці за рік (електромонтер 3 розряду):

5*6400грн*12= 384000 грн.

3. Збільшення корисного відпуску за рахунок точної фіксації показів на 24.00 годину і неможливість штучного зменшення орієнтовно 5 кВт*год щомісячно на 75% лічильників при середньому тарифі 1.25грн.

52000 лічильників * 0.75 * 5квт*год*12 міс*1.25 = 2925000 грн.

4. Виявлення крадіжок з застосуванням магнітного та електромагнітного впливу на лічильник завдяки застосуванню вбудованих датчиків в лічильниках. Розрахунок проведено виходячи 0.5% проблемних споживачів від загальної кількості та при середньому нарахуванню по Акту порушення при втручанні в роботу лічильника 8200грн:

52000 шт. * 0.005 * 8200 = 2132000 грн.

5. Збільшення корисного відпуску за рахунок покращення класу точності приладів обліку. Розрахунок проведено виходячи з умови 3% збільшення при середньомісячному споживанні на одну побутову точку обліку за 2018 рік -183кВт*г:

52000 шт. * 183кВт*г * 0.03 *12міс * 1.25грн = 4282200 грн.

Термін окупності заходу складе:

72902500 грн./(1425600+384000+2925000+2132000+4282200)грн.=

=6.53 роки.

5. В рамках ІП-2022, 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 30 шт., трансформатори струму 10кВ ТПЛУ-10 300/5А 0,5S у кількості 30 шт., трансформатори струму 10кВ ТПЛУ-10 600/5А 0,5S у кількості 16 шт., трансформатор напруги НТАМИ-10 у кількості 12 шт. на загальну суму **1187,7 тис. грн. (без ПДВ)**.

Економія за рахунок збільшення класу точності з 0,5 на 0,5S становить 80 кВт*г/міс. Ефект від впровадження за рік при очікуваній вартості закупівельної ціни 1.62 грн./кВт*г становитиме:

80кВт*г/міс*118 трансформаторів * 12 міс.* 1.62 грн./кВт*г=183514 грн.

Термін окупності складе відповідно: 1187,7 тис. грн./ 183,5 тис. грн. = 6,47 роки.

На 2023 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)**.

Економія за рахунок збільшення класу точності з 0,5 на 0,5S становить 80 кВт*г/міс. Ефект від впровадження за рік при очікуваній вартості закупівельної ціни 1.62 грн./кВт*г становитиме:

80кВт*г/міс*140 трансформаторів * 12 міс.* 1.62 грн./кВт*г=217728 грн.

Термін окупності складе відповідно: 1507,8 тис. грн./ 217,7 тис. грн. = 6,92 роки.

На 2023 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 30 шт., трансформатори струму 10кВ ТПЛУ-10 300/5А 0,5S у кількості 30 шт., трансформатори струму 10кВ ТПЛУ-10 600/5А 0,5S у кількості 10 шт., трансформатор напруги НТАМИ-10 у кількості 18 шт. на загальну суму **1331,7 тис. грн. (без ПДВ)**.

Економія за рахунок збільшення класу точності з 0,5 на 0,5S становить 80 кВт*г/міс. Ефект від впровадження за рік при очікуваній вартості закупівельної ціни 1.62 грн./кВт*г становитиме:

80кВт*г/міс*118 трансформаторів * 12 міс.* 1.62 грн./кВт*г=183514 грн.

Термін окупності складе відповідно: 1331,7 тис. грн./ 183,5 тис. грн. = 7,26 роки.