

II РОЗДІЛ

**Пояснювальна записка
до Інвестиційної програми
АТ “Херсонобленерго”
на 2022 інвестиційний рік**

Загальний опис основних напрямків Інвестиційної програми АТ «Херсонобленерго» на 2022 рік

Заходи, включені до Інвестиційної програми на 2022 рік передбачені Планом розвитку системи розподілу АТ «Херсонобленерго» на 2022-2026 роки та Схемою перспективного розвитку АТ «Херсонобленерго» на 2021-2030 роки.

Інвестиційною програмою АТ «Херсонобленерго» на 2022 рік передбачено обсяг фінансування у розмірі 427 947,00 тис.грн без ПДВ з наступними джерелами фінансування:

- амортизація: 274 112,00 тис.грн.;
- прибуток (обов'язкові реінвестиції): 135 353,00 тис.грн.
- перетоки реактивної енергії: 18 482,00 тис.грн.;

Роботи, заплановані в інвестиційній програмі на 2022 рік не пов'язані з виконанням заходів з приєднання споживачів до мереж ОСР, а будуть проведені для покращення якості електропостачання існуючих споживачів

Заходи, включені до Інвестиційної програми, не пов'язані з приєднанням нових споживачів, ставлять на мету покращення якості та надійності електропостачання існуючих споживачів .

Заходи, включені до Інвестиційної програми, пройшли процедуру відкритих обговорень на місцях (протокол від 17.08.2021). Пропозиції (зауваження) до проекту Інвестиційної програми не надходили.

Узагальнений опис заходів:

Реконструкція ПЛ-150 кВ: 6,045 км;

Реконструкція ПЛ-6(10) кВ: 151,51 км;

Реконструкція ПЛ-0,4 кВ: 38,79 км;

Реконструкція КЛ- 6(10 кВ): 11,50 км;

Реконструкція КЛ- 0,4 кВ: 6,53 км;

Будівництво нових КТП: 63 шт;

Встановлення реклоузерів: 10 шт;

ПС 150 кВ:

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП - 35кВ ПС-150/35/10кВ „Н.Алексеевка”

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) трансформатора 2Т ПС 150/35/6 кВ "ГНС СОС"

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) системи живлення постійного струму ПС 150/35/10 «ГНС - КОС»

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) системи живлення постійного струму ПС 150/35/10 «Промбаза».

ПС 35 кВ:

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) 2с.ш.10-35кВ ПС 35/10кВ «Счастливецво» .

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ЗРП — 35кВ/ ВРП- 35кВ/ КРП- 10кВ ПС-35/10кВ/ ПС-35/6кВ.

Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПС-35/10кВ.

Всі проекти реконструкції будівництва електромереж розроблені з урахуванням нормативних документів ДБН в частині забезпечення необхідного рівня потужності кінцевих користувачів та з урахуванням створення резерву потужності для забезпечення перспективного зростання споживання.

Основні показники надійності електропостачання в мережі – це SAIDI (індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні, хв).

Розрахунок цільового завдання АТ «Херсонобленерго» щодо досягнення показників якості послуг (SAIDI) з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами на кожен рік регуляторного періоду у разі застосування стимулюючого регулювання

РІК	Показники якості, хв.	
	SAIDI для міської території	SAIDI для сільської території
2018 (факт)	675	1005
I кв.	170	277
II кв.	136	234
III кв.	152	261
IV кв.	218	232
2019 (факт)	652	1183
I кв.	122	214
II кв.	190	389
III кв.	184	348
IV кв.	156	232
2020 (факт)	475	1111
I кв.	102	216
II кв.	119	274
III кв.	124	375
IV кв.	130	245
Базов. Інд. SAIDI (2018-2020)/3	601	1100
2021	566	1038
2022	532	977
2023	497	915
2024	462	854
2025	428	792
2026	393	731
2027	358	669
2028	323	608
2029	289	546
2030	254	485
2031	219	423
2032	185	362
2033	150	300

Інвестиційною програмою передбачено виконання наступних заходів, направлених на зниження показника SAIDI:

№/п	Заходи
1	Підвищення надійності роботи обладнання за рахунок реконструкцій, технічного переоснащення та будівництва повітряних та кабельних ліній.
2	Технічне переоснащення в частині заміни застарілих комутаційних апаратів та телемеханізація ПС.
3	Модернізація пристроїв релейного захисту та автоматики.
4	Заміна комутаційного обладнання прохідних ТП, РП для забезпечення можливості резервування ЛЕП 10 кВ.
5	Будівництво кільцюючих перемичок між ЛЕП 6-10 кВ.
6	Забезпечення ПЛ 10 кВ засобами автоматичного керування та захисту (реклоузерами) з метою зменшення часу реагування на відключення ПЛ 10 кВ, зменшення витрат часу та паливо-мастильних матеріалів, пов'язаних з роз'їздами для проведення перемикань та пошуку місця пошкодження.
7	Раціональна організація пошуку місця пошкодження КЛ 6(10) кВ, шляхом комплектації бригад приладами для пошуку місця пошкодження, що в свою чергу скоротить перерви у електропостачанні та мінімізує загальний час організації ремонтно-відновлюваних робіт.
8	Реконструкція приладів РЗА з можливості визначення місця пошкодження після неуспішного АПВ.
9	Виконання заходів по заміні неоперативних вимикачів навантаження ТП 6-10/0,4кВ.
10	Заміна комірок з вимикачами навантаження на комірочки з вакуумними вимикачами з функцією телемеханіки в ТП 6-10/0,4кВ.
11	Будівництво розвантажувальних ТП 6-10/0,4кВ
12	Реконструкція ПЛ 0,4кВ з заміною проводів на самонесучі ізольовані, зменшення максимальної відстані до найвіддаленішого споживача.

За аналізом реєстрів перерв в електропостачанні складено перелік об'єктів електричних мереж ([інформація щодо SAIDI по обладнанню ОСР](#)), що мають найгірші показники надійності (безперервності) електропостачання за останні роки. Було проаналізовано результати вжитих заходів та розроблено нові заходи, направлені на покращення показників SAIDI та SAIFI.

Перелік ЛЕП-10 кВ які мають найбільший вплив на показники SAIDI

№ з/п	Найменування структурного підрозділу (РЕМ, ПЕМ, філія тощо)	Диспетчерська назва обладнання	Рівень напруги, кВ	Кількість споживачів, осіб	Кількість відключень, шт.	Загальний час відключень, хв.	Частка SAIDI по ОСР	Кількість планових без попередження відключень, шт.	Кількість технічних відключень, шт.	Запропоновані заходи для покращення показника SAIDI			
										найменування заходу	рік/роки виконання	орієнтовний обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)	джерело фінансування**
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13	14	15
1	Новотроїцьке ВДРМ	Ф-612	6-20 кВ	1437	16	1822	0,8229%		16	Реконструкція	2022	7992,40	Амортизація
2	Чаплинське ВДРМ	Ф-8412	6-20 кВ	663	17	3891	0,8108%		17	Реконструкція	2022	6947,89	Амортизація

3	Новокаховське ВДРМ	Ф-1110	6-20 кВ	2023	14	1073	0,6822%	2	12	Реконструкція	2022	10104,69	Амортизація
4	Високопільське ВДРМ	Ф-1306	6-20 кВ	2132	3	834	0,5588%		3	Реконструкція	2022	4640,79	Амортизація
5	Голопристанське ВДРМ	Ф-911	6-20 кВ	823	9	1843	0,4767%		9	Реконструкція	2022	3330,22	Амортизація
6	Іванівське ВДРМ	Ф-454	6-20 кВ	470	14	3216	0,4750%		14	Реконструкція	2022	1595,25	Амортизація
7	Чаплинське ВДРМ	Ф-8304	6-20 кВ	469	14	3058	0,4507%	1	13	Реконструкція	2022	5802,11	Амортизація
8	Голопристанське ВДРМ	Ф-944	6-20 кВ	1289	8	1065	0,4314%		8	Реконструкція	2022	2651,00	Амортизація
9	Олешківське ВДРМ	Ф-74	6-20 кВ	1044	9	984	0,3229%		9	Реконструкція	2022	5773,99	Амортизація
10	Високопільське ВДРМ	Ф-1314	6-20 кВ	337	8	3033	0,3212%		8	Реконструкція	2022	3711,82	Амортизація
11	Олешківське ВДРМ	Ф-1935	6-20 кВ	494	10	2008	0,3118%		10	Реконструкція	2022	5744,27	Амортизація
12	Чаплинське ВДРМ	Ф-8653	6-20 кВ	435	16	2169	0,2965%	1	15	Реконструкція	2022	6010,60	Амортизація
13	Генічеське ВДРМ	Ф-714	6-20 кВ	914	8	862	0,2476%		8	Реконструкція	2022	2482,14	Амортизація
14	Голопристанське ВДРМ	Ф-875	6-20 кВ	263	9	2952	0,2440%		9	Реконструкція	2022	6078,50	Амортизація
15	Чаплинське ВДРМ	Ф-8545	6-20 кВ	771	8	999	0,2421%		8	Реконструкція	2022	4965,03	Амортизація

16	Херсонське ВДРМ	Ф-543	6-20 кВ	1256	5	589	0,2325%	1	4	Реконструкція	2022	5857,38	Амортизація
17	Генічеське ВДРМ	Ф-676	6-20 кВ	385	7	1919	0,2322%		7	Реконструкція	2022	4067,33	Амортизація
18	Олешківське ВДРМ	Ф-1905	6-20 кВ	624	14	1126	0,2208%		14	Реконструкція	2022	4454,15	Амортизація
19	Іванівське ВДРМ	Ф-464	6-20 кВ	469	10	1364	0,2011%		10	Реконструкція	2022	4839,59	Амортизація
20	Чаплинське ВДРМ	Ф-8821	6-20 кВ	344	11	1775	0,1919%		11	Реконструкція	2022	3569,00	Амортизація
21	Голопристанське ВДРМ	Ф-846	6-20 кВ	555	11	1004	0,1751%		11	Реконструкція	2022	1596,00	Амортизація
22	Генічеське ВДРМ	Ф-712	6-20 кВ	447	9	557	0,07825%		9	Реконструкція	2022	5813,50	Амортизація
23	Генічеське ВДРМ	Ф-721	6-20 кВ	106	12	1410	0,0470%	1	11	Реконструкція	2022	9660,00	Амортизація
24	Каховське ВДРМ	Ф-85	6-20 кВ	1575	2	76	0,03762%		2	Реконструкція	2022	500,00	Амортизація
25	Генічеське ВДРМ	Ф-693	6-20 кВ	71	4	949	0,0212%		4	Реконструкція	2022	1061,00	Амортизація
26	Каховське ВДРМ	Ф-84	6-20 кВ	1740	0	0	0,0000%		0	Реконструкція	2022	550,00	Амортизація
27	Скадовське ВДРМ	Ф-1709	6-20 кВ	1379	0	0	0,0000%		0	Реконструкція	2022	636,50	Амортизація

Аналіз звітних показників надійності електропостачання за 2019-2020 роки.

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

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

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

індекс SAIFI на 5 % (через збільшення частоти аварійних перерв на 10 %);

розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS) на 23 % (через збільшення обсягу недовідпущеної електроенергії при аварійних та планових відключеннях в 1,2 рази);

індекс MAIFI збільшився на 69 % (через збільшення частоти як планових так і аварійних коротких перерв в мережах 110/154 кВ).

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

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

КОМЕРЦІЙНА ЯКІСТЬ ПОСЛУГ

Інформація

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

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

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

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

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

- Зменшення навантаження на персонал кол-центру за рахунок популяризації інших способів передачі даних, які вже існують в компанії, шляхом розміщення інформації в місцевих газетах та інших засобів масової інформації та роз'яснень їх переваг контролерами підприємства.
- для віддалених сіл з незадовільною якістю інтернету рекомендувати передачу показників по СМС по номеру 050-49-0000-4.
- використання ботів мобільних додатків Viber та Telegram.
- збільшити кількість фахівців кол-центру.

Гарантовані стандарти надання послуг

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

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

Згідно "Звіту щодо показників комерційної якості за 2020 рік" за формою 12-НКРЕКП надано 10362 послуги комерційної якості. Відсоток несвоєчасно наданих послуг менш 3%.

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

ІНФОРМАЦІЯ
ЩОДО НАДАНИХ КОМПЕНСАЦІЙ ЗА НЕДОТРИМАННЯ ГАРАНТОВАНИХ
СТАНДАРТІВ ЯКОСТІ НАДАННЯ ПОСЛУГ

Звіт

щодо надання компенсації за недотримання показників якості електропостачання
за 2020 рік

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

ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

АТ "Херсонобленерго", як оператор системи розподілу (ОСР) зобов'язано забезпечити функціонування системи моніторингу показників якості електричної енергії, починаючи з 01 січня 2021 року. Відповідно був розроблений [План заходів щодо підвищення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг](#) (створення систем реєстрації відключень в електричних мережах АТ "Херсонобленерго") з терміном реалізації у 2021 – 2023 роках.

Якість електричної енергії характеризується фізичними параметрами поставленої споживачу електричної енергії та їх відповідністю встановленому стандарту ДСТУ EN 50160:2014.

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

Звіт

щодо усунення причин незадовільної якості електроенергії за скаргами споживачів за 2020 рік

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

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

- Застосування проводів СІП замість голих проводів на повітряних лініях електропередачі при реконструкції ПЛ-0,4кВ з заміною вводів;
- Виконання реконструкції повітряних ліній 6-20кВ зі встановленням розвантажувальних трансформаторних підстанцій;
- Встановлення на ПС ВН/СН, СН/СН, СН/НН приладів для контролю за показниками якості електричної енергії;
- Заміна зношених комутаційних апаратів та елементів мережі.
- Придбання сучасних приладів та обладнання для діагностики реального стану електрообладнання та своєчасного виявлення дефектів, які приводять до зниження показників якості електропостачання.

Інформація щодо розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії на шинах середньої напруги підстанцій ВН/СН АТ «Херсонобленерго» та графік встановлення 2022-2026 рр.

Для вимірювання параметрів якості електричної енергії відповідно до програми моніторингу в системі розподілу АТ «Херсонобленерго» та при розгляді скарг на якість електричної енергії в 2022 році планується закупити 17 аналізаторів якості електричної енергії:

Аналізатори якості електричної енергії:

№ з/п	Назва приладу	Тип приладу	Клас характеристики процесу вимірювання	Кількість шт.
1	METREL MI2892 ST	Переносний	A	3
2	LINAX PQ3000	Стаціонарний	A	8
3	EVM PQ3+	Переносний	A	1
4	METREL MI2883 ST	Переносний	S	2
5	EVM PQ1+	Переносний	A	3
	РАЗОМ:			17

№ п/п	Назва ПС	Секція шин СН	Рік встановлення пристроїв					
			існуючі	2022	2023	2024	2025	2026
1	«Рубанівка» 150/35/10	1СШ 35 кВ						
2		1СШ 10 кВ						
3		2СШ 35 кВ						
4		2СШ 10 кВ						
5	«Дудчино» 150/35/10	1СШ 35 кВ						
6		1СШ 10 кВ						
7		2СШ 35 кВ						
8		2СШ 10 кВ						
9	«Цюрупинська» 150/35/10	1СШ 35 кВ						
10		1СШ 10 кВ						
11		2СШ 35 кВ						
12		2СШ 10 кВ						
13	«Виноградово» 150/35/10	1СШ 35 кВ						
14		1СШ 10 кВ						
15		2СШ 35 кВ						

16		2СШ 10 кВ						
17		1СШ 35 кВ						
18	«Бериславська» 150/35/10	1СШ 10 кВ						
19		2СШ 35 кВ						
20		2СШ 10 кВ						
23	«ХНПЗ» 150/35/6	1,3 СШ 6 кВ						
24		2,4 СШ 6 кВ						
25		1СШ 35 кВ						
26		2СШ 35 кВ						
27	«Нова» 150/35/10	1СШ 35 кВ						
28		1СШ 10 кВ						
29		2СШ 35 кВ						
30		2СШ 10 кВ						
31	«Промислова» 150/35/10	1СШ 35 кВ						
32		1СШ 10 кВ						
33		2СШ 35 кВ						
34		2СШ 10 кВ						
35	«Комунальна» 150/10/10	1СШ 10 кВ						
36		3СШ 10 кВ						
37		2СШ 10 кВ						
38		4СШ 10 кВ						
39	«Чулаківка» 150/35/10	1СШ 35 кВ						
40		1СШ 10 кВ						
41		2СШ 35 кВ						
42		2СШ 10 кВ						
43	«Микільська» 150/35/6	1СШ 35 кВ						
44		1СШ 10 кВ						
45		2СШ 35 кВ						
46		2СШ 10 кВ						
43	«Н.Тимофіївка» 150/35	1СШ 35 кВ						
45		2СШ 35 кВ						
46	«Н. Олексіївка» 150/35/10	1СШ 35 кВ						
47		1СШ 10 кВ						
48		2СШ 35 кВ						
49		2СШ 10 кВ						
50	«Трифонівка» 150/35/10	1,2СШ 35 кВ						
51		1,2СШ 10 кВ						

Щодо переведу 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-Генічеська 150”;

- Розробка ПКД - Будівництво ПЛ-150 кВ “Партизани Тягова-Генічеська 150”;
- Розробка ПКД - Будівництво ПС 150/20 кВ “Генічеська”;

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

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

В зв'язку з нестабільним постачанням газу споживачів м.Генічеська з урахуванням середньомісячного споживання газу по місту в еквіваленті переведення на електричну потужність та застосуванням коефіцієнту одночасності були проведені розрахунки режимів роботи електричних мереж при повному переході усіх споживачів газу на застосування електроенергії для опалення та приготуванні їжі. При цьому максимальне завантаження по ПС “Генічеська” в зимовий період буде 133 % від загальної встановленої потужності трансформаторів. За результати розрахунків по мережі 10 кВ по 5 лініям 10 кВ із 10 втрати напруги перевищуватимуть нормативні.

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

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

Щодо встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності в електричних мережах

В 2017 році ТОВ «Новотехелектро» розроблено техніко-економічне обґрунтування оптимізації схеми компенсації мереж Херсонської області.

В 2018 році розроблено проектно-кошторисну документацію на встановлення на ПС 35 кВ «Скадовська», ПС 35 кВ «Чорнобаївка», ПС 35 кВ «Каховка».

В 2019 році реалізовано заходи по встановленню УКРП-10 кВ на ПС 35 кВ «Чорнобаївка».

В 2020 році розроблено проектно-кошторисну документацію на встановлення на ПС 35 кВ «Білозерська», ПС 35 кВ «Молодежная».

Також в 2020 році реалізовано заходи по встановленню УКРП-10 кВ на ПС 35 кВ «Скадовська», ПС 35 кВ «Каховка».

В 2021 році передбачається розроблення проектно-кошторисної документації по встановленню УКРП на ПС 35/10кВ ”Щасливцево”, ПС 35/10кВ ”Н.Серогозская”.

В 2023 році буде реалізовано заходи по встановленню УКРП на ПС 35/10кВ ”Щасливцево”, ПС 35/10кВ ”Н.Серогозская”.

Щодо програми облаштування «інтелектуального» обліку Товариства:

У рамках програми 2022 року основний напрямок для автоматизації обліку – це подальший розвиток системи АСКОЕ побут у Західному, Центральному та Східному районах області. На 2022 рік для розвитку АСКОЕ споживачів АТ «Херсонобленерго» визначаються наступні напрямки розвитку:

1.1.1. Розвиток наявної системи SMART IMS ver. 5, ver. 6 та ver.7, Matrix АММ з використанням PLC-модемів. Реалізація напрямку планується шляхом встановлення лічильників у споживачів, що обслуговуються Генічеським районним відділенням

комерційного обліку, Каховським міжрайонним відділенням комерційного обліку, Новокаховським міжрайонним відділенням комерційного обліку, Олешківським районним відділенням комерційного обліку, Херсонським міжрайонним відділенням комерційного обліку.

1.1.2. Розвиток системи з використанням GPRS-модемів у споживачів, для яких встановлення лічильників з PLC- модемами технічно неможливо.

1.1.3. Розвиток системи прогнозування добового споживання на базі локальних систем АСКОЕ споживачів на ТП з характерним навантаженням у базових підрозділах компанії.

Щодо облаштування точок комерційного обліку по заміні лічильників класу точності 2,5.

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

Щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт

Відповідно до вимог постанови НКРЕКП від 17.03.2018 №475 протягом 2021-2023років, з метою повного забезпечення всіх побутових споживачів потужністю не нижче 5 кВт/або інша відповідно до ДБН Товариством в рамках інвестиційних програм вищезазначених років будуть виконані наступні заходи:

1. Реконструкція ПЛ-0,4кВ ізольованим проводом — 38,79 км (п.п. 3.1-3.15 табл.6);
2. Реконструкція ПЛ-10кВ зі встановленням ТП — 63 шт (п.п. 6.1-6.34 табл.6);
3. Переобладнання одно- та трифазних ввідних пристроїв приватних будинків проблемних споживачів — 4350 шт (п.1, п.2 розділу 2 табл.6);
4. Заміна однофазних автоматичних вимикачів з I ном=25А — 34971 шт (п.12 розділу 2 табл.6).

Індикатором виконання заходу щодо забезпечення споживачів потужністю на рівні не менше 5 кВт буде переоформлення паспортів точок розподілу користувачів з новою вищезазначеною потужністю, відповідно до постанови НКРЕКП від 17.03.2021 №475.

Щодо фактичних та прогнозних втрат електроенергії Товариства та заходів направлених на їх зниження:

Зменшення прогнозованого рівня фактичних втрат пов'язано з впровадженням заходів з їх зниження на 2022 рік в рамках ІІІ, а саме: винесення 3500 шт однофазних та 850 трифазних лічильників на фасади будівель побутових споживачів з улаштуванням ізольованого вводу для унеможливлення впливу на достовірність обліку; перенесення комерційного обліку на межу балансової належності по 10кВ проблемних споживачів у кількості 12 шт; продовження програми автоматизації обліку у побутових споживачів у загальній кількості 15000 однофазних лічильників, 698 трифазних лічильників.

Фактичні витрати електричної енергії на її розподіл електричними мережами АТ «ХЕРСОНОБЛЕНЕРГО» за 2020р. склали 340 352 тис. кВт. год (12.81%), прогнозовані витрати електричної енергії на її розподіл на 2021р. складають 340 600 тис. кВт. Год. (12,75%).

Основна мета реалізації заходів Інвестиційної програми Товариства на 2022 рік – це забезпечення надійної експлуатації існуючих мереж шляхом

переоснащення мереж та обладнання підстанцій, які відпрацювали нормативний термін, забезпечити надійність, безперервність та якість електропостачання електроенергії після реконструкції обладнання. Об'єкти для включення в ІІ-2022 були обрані відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ З ОБЛІКУ ТА АНАЛІЗУ В ЕНЕРГОСИСТЕМАХ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ НАПРУГОЮ 0,38-20 КВ З ПОВІТРЯНИМИ ЛІНІЯМИ

ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ» та Плану заходів щодо підвищення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг .

Впровадження заходів Інвестиційної програми 2022 року АТ «ХЕРСОНОБЛЕНЕРГО» дозволить досягти зниження показника SAIDI в середньому на 5%.

Обґрунтування розділу
I. Будівництво, модернізація та реконструкція електричних мереж та обладнання

1.1 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПЛ-150 кВ «Никольська-ХТЕЦ» на території Білозерського району Херсонської області та м.Херсон

ПЛ-150 кВ «Никольська-ХТЕЦ», що знаходиться на ремонтно-експлуатаційному обслуговуванні АТ «Херсонобленерго», була збудована та введена в експлуатацію у 1954 році.

Загальна протяжність ПЛ складає 24 км із них:

- відпайка від опори № 168 “А” в сторону ПС “Никольська” ПЛ проходить сумісним підвісом з ПЛ-150 кВ “Ках.ГЕС-Никольська” (№ 1-38 захід-вихід на ПС “Никольська”). Ділянка одноколова протяжність складає 5,61 км. Виконано на ж/б стійках типу СК-26.1-1.0, провід АС-185, даний участок реконструкції не підлягає.

- ділянка від опори № 168 до № 241 (кінцева біля ПС “ХТЕЦ”) одноколова, протяжністю 18,39 км. Виконана на металевих опорах типу “рюмка”, провід АС-185, яка і підлягає реконструкції, після реконструкції дана ділянка буде становити 17,985 км.

Траса ПЛ-150 кВ проходить в умовах міської, промислової та жилої забудови, дачної та сільської забудови, в умовах орних земель, перетинає р.Інгулець. У геоморфологічному відношенні повітряна лінія 150 кВ проходить в межах Причорноморської впадини, вздовж русла Дніпра, на правому березі. Дана ПЛ збудована в одноланцюговому виконанні, встановлено провід АС-185, перехід через р.Інгулець АСУ-300.

ПЛ-150 кВ «Никольська - ХТЕЦ» – транзитна системообразуюча лінія, від якої здійснюється енергопостачання м.Херсона, водогону «Херсон-Миколаїв», а також інших важливих об'єктів, по лінії здійснюється видача потужності з Каховської ГЕС. Враховуючи дані фактори, ПЛ має важливе значення в енергопостачанні всього Південного регіону України.

При пошкодженні ПЛ-150 кВ «Никольська - ХТЕЦ» будуть знеструмлені споживачі ПС-150 кВ "ХТЕЦ" (41403), ПС-150 кВ "Микільська" (4371), ПС-150 кВ "Комунальна" (16383), ПС-150 кВ "Комбайновая" (14) загальною кількістю 62171 ТКО. Споживання електричної енергії за рік = 309598 тис.кВт·год.

Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI) розраховується як відношення сумарної тривалості довгих перерв в електропостачанні в точках комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання, за звітний період до загальної кількості точок комерційного обліку електричної енергії за формулою

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

де t_i – тривалість i -ї довгої перерви в електропостачанні, хв;

n_i – кількість точок комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання у результаті i -ї довгої перерви в електропостачанні, од.;

k – кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду;

i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i = 1, 2, 3, \dots k$;

n – загальна кількість точок комерційного обліку електричної енергії, од.;

Тривалість переключення споживачів від інших мереж приблизно – 2 год.

$$SAIDI = (62171 * 60 * 2) / 457221 = 16.3 \text{ хв.}$$

У разі виникнення технологічного порушення при яких неможливо буде переключення споживачів від інших мереж тривалістю менш 24 годин сума надання компенсації становитиме $62171 \cdot 200 \text{ грн} = 12\,434\,200 \text{ грн}$.

При виводі ПЛ в ремонт знижується надійність електропостачання м.Херсон. В процесі довготривалої експлуатації понад 64 роки, а також взявши до уваги, що ПЛ проходить вздовж р.Дніпро, більшість основних конструктивних елементів цієї лінії зазнали понаднормативного зносу, що значно впливає на стан експлуатації. В особливо критичному стані знаходяться проміжні металеві опори типу ПМТ, які у зв'язку з корозійними процесами втрачають механічну стійкість (особливо в місцях кріплення проводу, грозотросу, а також в місцях кріплення металевих опор до фундаментів, що може призвести до руйнації та падінню металевих опор).

Крім того, відстань прольотів між опорами становить понад 320 метрів замість 150-160 метрів, що призводить до понадмірного тяжіння проводів та навантажень на опори, внаслідок яких відбувається їх інтенсивне руйнування.

Згідно вимог ПУЕ таблиця 2.5.16 проектом передбачено збільшення перетину проводу з АС-185 на АС-240, для збільшення надійності, експлуатаційної і ремонтної безпеки проектом передбачено заміна м/опор на нові: УМ-150-2+10...4 шт., УМ150-2+15...2 шт., УМ 150-2+5...7 шт., УМ 150-1+10...2 шт., УМ 150-1+15...1 шт., УМ 150-1+5...6 шт., УМ 150-8+15...1 шт., КПМ-150-1...2 шт., ПМ 150-1...46 шт., заміна ізоляції на нову ПС-120Б...884 шт., ПС-210В...227 шт., ПС-70Е...6 213 шт., блискавкозахисного троса і зчпної арматури в зв'язку з фізичним зносом, обумовленим тривалим терміном експлуатації, про це свідчать дефектні акти металевих опор які знаходяться в незадовільному стані. Згідно ГКД 34.20.661-2003 “Правила організації технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій і мереж”.

Враховуючи вище викладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТОВ «Проенерджі» в 2017 році за рахунок ІІ розробив проект “Реконструкція ПЛ-150 кВ «Никольська - ХТЕЦ» на території Білозерського району Херсонської області та м.Херсон”.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації реалізація реконструкції об'єкту у повному обсязі підрядним способом можлива за вартість, яка складає **14174,80 тис. грн (без ПДВ)**. Експертний звіт по проекту виданий Державним підприємством “Державний науково-дослідний та проектно-вишукувальний інститут “НДІПРОЕКТРЕКОНСТРУКЦІЯ” м.Київ № 1479/е/19 від 05 липня 2019 року.”

Відповідний захід передбачений Планом розвитку системи розподілу АТ «Херсонобленерго» на 2020-2024 роки відповідна сторінка та рік БМР- 2.3.1 таблиця 21: Перелік та етапи виконання заходів ПРСР. Реконструкцію ПЛ планується виконати в чотири етапи. Перед початком виконання реконструкції необхідно виконати “Підготовчі роботи” (робочий проект пункт 8.3.1) стосовно вирубування дерев та кущів, які знаходяться у зоні будівництва та “Земляні роботи” (робочий проект пункт 8.3.2) виконання ґрунтових під'їзних шляхів вздовж траси ПЛ для можливості виконання робіт та обслуговування в подальшому лінії.

Реконструкція розпочата в 2020 році і виконано перший етап, ділянку пор № 212-236 довжиною 5,3 км. Було зроблено заміну проводу з АС-185 на АС-240. Вибір перерізу проводу обумовлений згідно вимог ПУЕ таблиця 2.5.16., а також грозотросу С-50, ізоляторів та зчпної арматури. Замінено дві анкерно-кутові одноланцюгові опори типу УМ150-1+5, дві анкерно-кутові одноланцюгові опори типу УМ150-1+10 та дев'ять штук проміжних одноланцюгових опор типу ПМ 150-1.

На другому етапі в 2021 році виконано реконструкцію ПЛ загальною протяжністю 3 км на двох ділянках ПЛ.

Перша ділянка прогони опор № 237-240-Портал ВРУ-150 кВ ПС “ХТЭЦ” довжиною 0,5 км. Замінено чотири анкерно-кутові опори: № 237 тип УМ-150-8+5, № 238 тип УМ-150-2+10, № 239; 240 тип УМ-150-2+5. Було виконано заміну проводу з АС-185 на АС-240, також грозотросу С-50, ізоляторів та зчіпної арматури.

Друга ділянка довжиною 2,5 км. прогони опор № 212-203. Замінено 9 проміжних металевих опор типу “Рюмка” на ПМ-150-1. Виконано заміну проводу з АС-185 на АС-240, також грозотросу С-50, ізоляторів та зчіпної арматури.

На третьому етапі в 2022 році планується виконати реконструкцію ПЛ загальною протяжністю 6,045 км на двох ділянках ПЛ.

Перша ділянка прогони опор № 197-203 довжиною 1,645 км. Буде виконано заміну 5 проміжних металевих опор типу “Рюмка” на ПМ-150-1. Виконано заміну проводу з АС-185 на АС-240, також грозотросу С-50, ізоляторів та зчіпної арматури.

Друга ділянка довжиною 4,42 км. прогони опор № 178-194. Буде виконано заміну 15 проміжних металевих опор типу “Рюмка” на ПМ-150-1. Виконано заміну проводу з АС-185 на АС-240, також грозотросу С-50, ізоляторів та зчіпної арматури.

По роботах, які буде виконано в 2022 році (і для кожного наступного року так само) будуть оформлені відповідні Акти виконаних робіт.

Захід має перехідний характер з 2020-2023 роки, виконання робіт наведено нижче відповідно до Плану-графіка. Введення в експлуатацію після закінчення робіт планується на кінець 2023 року.

Графік виконання робіт ПЛ-150 кВ «Никольська-ХТЄЦ»																	
п/п	Вид робіт	2017	2019	2020	2021	2022										2023	2024
						місяць											
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
1	Розроблення проектно-кошторисної документації	X															
2	Проходження експертної експертизи		X														
3	Проведення тендеру на укладання договору БМР			X	X	X	X	X									X
4	Укладання договору БМР			X	X			X									X
5	Закупівля обладнання			X	X				X	X							X
6	Монтажні роботи			X	X							X	X	X	X	X	

Розрахунок економічного ефекту:

Економічний ефект для об'єктів електричних мереж, як показник доцільності впровадження заходів інвестиційної програми, термін окупності може бути визначено як:

$$T_{ок.} = K_{заг} / E_{заг},$$

де:

$K_{заг.}$ - загальний обсяг капіталовкладень, передбачений програмою розвитку;

$E_{заг.}$ - сукупний економічний ефект від впровадження заходу.

$$E_{заг.} = D$$

D - дохід, отриманий від збільшення корисного відпуску електроенергії.

Обсяги доходу визначаються із урахуванням річних обсягів передачі електроенергії. Згідно ГКД 340.000.002-97 обсяг передаваної електроенергії за рік рекомендується визначати множенням максимального навантаження на тривалість використання максимуму.

$$D = P_{мах} * T_{мах} * (Ц_{1кл.} + Ц_{2кл.}), \text{ де}$$

$P_{мах.}$ - максимальне навантаження;

$T_{мах.}$ - тривалість максимального навантаження;

$Ц_{1кл.}$ - тариф при транзиті 1 класу;

$Ц_{2кл.}$ - тариф при транзиті 2 класу;

Для АТ "Херсонобленерго" середньорічні показники за 2021 р. дорівнювали:

$Ц_{1кл.} = 294,01$ грн/МВт. (з ПДВ)

$Ц_{2кл.} = 781,25$ грн/МВт. (з ПДВ)

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$D = D_{240} - D_{185}$$

$D_{240} = P_{мах} * T_{мах} * (Ц_{1кл.} + Ц_{2кл.}) = 130 * 2190 * (294,01 + 781,25) = 306\,126\,522$ грн

$D_{185} = P_{мах} * T_{мах} * (Ц_{1кл.} + Ц_{2кл.}) = 110 * 2190 * (294,01 + 781,25) = 259\,030\,134$ грн,

де :

$P_{мах.} = I_{мах.} * U,$

де:

$I_{мах.}$ - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{мах.} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

Очікуваний загальний дохід від збільшення пропускної здатності становить:

$$D = 306\,126\,522 - 259\,030\,134 = 47\,096\,388 \text{ грн (з ПДВ)}$$

Загальний обсяг капіталовкладень ($K_{заг}$) згідно затвердженого плану розвитку на 2021-2025 роки становить 75 400 тис.грн (без ПДВ).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{ок.} = K_{заг} / D = 75,400 / 47,1 = 1,6 \text{ р.}$$

Термін окупності становить 1,6 років.

2. Будівництво і реконструкція ПЛ-10(6) кВ

2.1 Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1110 від ПС-150/35/10 "Бериславська" у м.Берислав, Херсонської області

ПЛ-10кВ Ф-1110 від ПС-150/35/10кВ "Бериславська" живить 2023 споживача, у тому числі дитячі садки, школи, амбулаторія, насосні станції, артезианські свердловини та торговельні магазини.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 18,5 км(ділянка що підлягає реконструкції довжиною 7,55 км) інв. № 002018, введена в експлуатацію у 1974 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключень та пошкодження обладнання, а саме: опор у кількості 49 шт.; траверс — 57 шт.; дефектних, ізоляторів — 348 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ), провід — 2,8км.

Перетин існуючих дротів складає 35 та 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ-11-2,7 та СНВ 10,5-2, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт та велика довжина ПЛ.

Траса ПЛ-10кВ Ф-1110 від ПС-150/35/10кВ "Бериславська" проходить в межах м. Берислав та с.Новоберислав, довжина траси в лісовому масиві складає 5,5 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й міста Берислав в цілому.

Останній капітальний ремонт даної ПЛ, під час якого було замінено 23 траверси, замінено 114 ізоляторів, змонтовано 32 заземлювача опори, замінено елементи 60 ізоляторів, виправлено 19 опор, виправлено 19 траверс, перетягнуто 2,76км проводу, встановлено роз'єднувач, замінено роз'єднувач, замінено 2,75км проводу, змонтовано 19 підкосів, був виконаний у 2015 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10кВ Ф-1110 від ПС-150/35/10кВ "Бериславська", що склав 28,7%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,303%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ «Херсонобленерго» технічного завдання на проєктування власними силами Товариства, було виготовлено проєктно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1110 від ПС-150/35/10 "Бериславська" у м.Берислав,

Херсонської області", на суму 10104,69 тис. грн (без ПДВ) затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна КЛ-10кВ виконаної кабелем АСБ-120 від комірки РП-10кВ Л-1110 до оп. №1 ПЛ-10кВ Л-1110 ПС-150/35/10кВ "Бериславська", на кабель 3*АПВ3гаПу-10 будівельною довжиною 80м;

- в прогоні опор №38-№69, №70-№77 відг. 9 заміна існуючого неізольованого проводу марки АС35 на провід типу АС-50/8 та захищений провід АасХSn-1х70, заміною дефектних опор, заміною дефектних траверс та ізоляторів, переобладнанням анкерних опор із заміною траверсної оснастки на траверси з підвісною ізоляцією;

- винесення опор №1-№15, №42-№46, №78а-№83, відг. 8 оп. №1-№3, відг. 9 оп. №38-№59, №61-№65, з приватних земельних ділянок споживачів;

заміна опор в прогонах оп. №55-№69, №76-№78; відг. 9 оп. №8-№32, №37-№38 разом із заміною окремо встановлених оп. №33, відг. 9 оп. №4;

- встановлення додаткових опор в прогонах оп. №1-№30 та №41-№58 відг.9;

- заміна існуючих траверс на опорах в прогонах оп. №30-№42, №53-№54; відг. 9 оп. №16-№19, №21-№23, №25-№27; відг. до ТП-301 Берислав оп. №1-№7 разом із заміною на окремих оп. відг. 9 №4, №8, №9, №11, №12, №29, №32;

- заміна існуючих ізоляторів на опорах в прогонах оп. №30-№42, №53-№54; відг. до ТП-79 оп. №1-№3; відг. до ТП-464 оп. №1-№2; відг. 9 оп. №8-№12; №16-№23, №25-№29, №37-№38; відг. на ТП-301 оп. №1-№7; відг. 9 оп. №4, №32;

- заміна лінійного роз'єднувача Р-3 на оп. №32 відп. 9;

- демонтаж ПЛ-10кВ оп. №1-№4 відг. 5 Л-1110 від ПС-150/35/10кВ "Бериславська";

- перепідключення ТП-406, ТП-519 та ТП-87 від ПЛ-10кВ Л-118 ПС-150/35/10кВ "Бериславська";

- перепідключення ПЛ-10кВ оп. №92-№97 Л-1110 від проектуємої в прогоні оп. №8-№9 відг. 9 опори ПЛ-10кВ Л-1110 ПС-150/35/10кВ "Бериславська";

- демонтаж ПЛ-10кВ в прогоні оп. №83-№92 Л-1110 від ПС-150/35/10кВ "Бериславська".

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 757м проводу на голий провід, 2659м — на ізольований, 446м на кабель у зв'язку із проходженням лінії у зонах щільної забудови, порушення охоронної зони, а також для створення можливості проведення технічних обслуговувань лінії. Крім того буде замінено та/або встановлено 183 опори, 13 роз'єднувачів, 198 траверс та 939 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу АС-35. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$D = D_{70} - D_{35}.$$

$$D_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

$$D_{35} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\phi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{70} = 175 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн.}$$

$$D_{35} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2439922,8 \text{ грн.}$$

$$D = 3694740,24 - 2439922,8 = 1254817,44 \text{ грн.}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$V_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum V_{\text{стих}} = 41400 * 7,55 = 312570 \text{ грн.}$$

де 7,55 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 250 кВА, кількості ТП- 26шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 250 * 26 * 6 = 39\ 000 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 39\ 000 = 54600 \text{ грн. (по ПЛ)}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 5 разів на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік.}} = 5 * 54600 = 273000 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стояків на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	189	шт	3114	588546
Провід сталевалюмінієвий АС-35	1,12	т	27837	31105,06
Ізолятори ШФ-20 Г	567	шт	94,8	53751,6
Траверса ТМ-3	189	шт	675	127575
Всього на матеріали та обладнання :				800977,66

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 1121368,73 грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 1121368,73 / 5 = 224273,75 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 224273,75 + 273000 + 312570 = 809843,75 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втрат}} = 32 * 7,55 * 1,4 * 12 = 4058,88 \text{ грн}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}};$$

$$V = 809843,75 + 4058,88 = 813902,63 \text{ грн};$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 1254817,44 + 813902,63 = 2068720,07 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = (K_{\text{заг}} - V_{\text{звмат}}) / E_{\text{заг}} = (10104690 - 53688,3) / 2068720,07 = 4,86 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
10104,69	53,688	2068,72	4,86

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)

Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
1254,817	312,57	273	224,274	4,059

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 5895.72 тис. грн (без ПДВ).

2.2. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-776 від ПС-35/10 "Г.Велетень" у Білозерському районі, Херсонської області

ПЛ-10кВ Ф-776 від ПС-35/10 "Г.Велетень" живить 359 споживачів, у тому числі винзагод, фруктосховище, хімсклад, насосні станції та торговельні магазини.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 14,61 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 3,02 км) інв. № 001570, введена в

експлуатацію у 1987 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: опор у кількості 20 шт.; траверс — 40 шт.; дефектних та скляних ізоляторів — 160 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ), провід — 4,5км.

Перетин існуючих дротів складає 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ-11-2,7 та СНВ 10,5-2, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт та як наслідок виконання робіт з використанням лазів та драбин, що впливає на термін ліквідації пошкоджень.

Траса ПЛ-10кВ Ф-776 від ПС-35/10 "Г.Велетень" проходить в межах с. Берегове та с.Янтарне, довжина траси в лісовому масиві складає 3 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й сел Берегове та Янтарне в цілому.

Останній капітальний ремонт даної ПЛ. під час якого було змонтовано 3 траверси, встановлено 60 ізоляторів, замінено 9 гірлянд ізоляторів, перетягнуто 1км проводу, замінено роз'єднувач, замінено опору, був виконаний у 2019 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10кВ Ф-776 від ПС-35/10 "Г.Велетень", що склав 26,1%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,069%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ «Херсонобленерго» технічного завдання на проєктування, власними силами Товариства, було виготовлено проєктно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-776 від ПС-35/10 "Г.Велетень" у Білозерському районі, Херсонської області", на суму 2381,32 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкцію ПЛ-10кВ Ф-776 від ПС-35/10 "Г.Велетень" в прогонах оп. №1-24 відг. №8 до ТП-101 із заміною існуючого проводу АС-35 на провід типу АС-50 та заміною існуючих опор;
- встановлення лінійних роз'єднувачів на оп.№53, 57, 64, 74, оп. №1 відг. №8 до ТП-101;
- винесення прогонів опор №99-105 з тополиних насаджень;
- заміну штирьової ізоляції на підвісну на опорах №53, 57, 62, 63, 73, 74, 86;
- реконструкцію ПЛ-0,38кВ в проміжку опор №15/б.н. ПЛ-10кВ/ПЛ-0,38кВ Ф-776/Л-1 від ПС-35/10кВ "Г.Велетень"/ТП-101-№17/б.н. ПЛ-10кВ/ПЛ-0,38кВ Ф-776/Л-1 від ПС-35/10кВ "Г.Велетень"/ТП-101, а саме заміна проводу 4А-25 на

AsxSn-4x35.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 1441м проводу на голий провід, 23м — на ізольований, крім того буде замінено та/або встановлено 69 опор, 8 роз'єднувачів, 88 траверс та 160 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$Д = Д_{70} - Д_{50}.$$

$$Д_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

$$Д_{50} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\phi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$Д_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн,}$$

$$Д_{50} = 210 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 29227907,36 \text{ грн,}$$

$$Д = 3694740,24 - 29227907,36 = 766832,88 \text{ грн.}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$В_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum V_{\text{стих}} = 41400 * 3,02 = 125028 \text{ грн,}$$

де 3,02 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 400 кВА, кількості ТП - 10 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин невідпуск електроенергії складе:

$$W = 400 * 10 * 6 = 24000 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$В_{\text{лік}} = 1,4 * 24000 = 33600 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 4 рази на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік}} = 4 * 33600 = 134400 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стояків на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	76	шт	3114	236664

Провід сталевалюмінієвий АС-50	0,59	т	71300	41988,57
Ізолятори ШФ-20 Г	228	шт	94,8	21614,4
Траверса ТМ-3	76	шт	675	51300
Всього на матеріали та обладнання :				351566,97

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 492193,76 грн. Капрмонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 492193,76/5 = 98438,75 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 98438,75 + 134400 + 125028 = 357866,75 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втр}} = 32 * 3,02 * 1,4 * 12 = 1623,55 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втр}};$$

$$V = 257066,75 + 1623,55 = 359490,3 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 766832,88 + 359490,3 = 1126323,18 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = (K_{\text{заг}} - V_{\text{звмат}}) / E_{\text{заг}} = (2381320 - 25776,2) / 1126323,18 = 2,09 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
2381,32	25,776	1126,32	2,09

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)				
Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
766,833	125,028	134,4	98,439	1,624

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1398.21 тис. грн (без ПДВ).

2.3. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-543 від ПС-35/10 "Чорнобаївка" у Білозерському районі, Херсонської області

ПЛ-10кВ Ф-543 від ПС-35/10 "Чорнобаївка" живить 1256 споживачів, у тому числі артсвердловини, амбулаторія та торговельні магазини.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 13,15 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 3,76 км) інв. №001409, введена в експлуатацію у 1968 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: опор у кількості 29 шт.; траверс — 45 шт.; дефектних та скляних ізоляторів — 691 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ).

Перетин існуючих дротів складає 35, 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ-11-2,7 та СНВ 10,5-2, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт та як наслідок виконання робіт з використанням лазів та драбин, що впливає на термін ліквідації пошкоджень. Більша частина лінії проходить в межах населеного пункту, в місцях масового скупчення людей, в безпосередній близькості від забудови (в охоронній зоні знаходяться житлові будинки, магазини, присадибні ділянки та інші будівлі). Лінія має перспективу подальшого завантаження.

Траса ПЛ-10кВ Ф-543 від ПС-35/10 "Чорнобаївка" проходить у с. Чорнобаївка, довжина траси в лісовому масиві складає 4 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й села Чорнобаївка в цілому.

Останній капітальний ремонт ПЛ, під час якого було змонтовано 13 траверс, змонтовано 16 ізоляторів, змонтовано 2 заземлювальних спуски, доведено опір контурів 7 опор до нормативного, замінено елементи 24 ізоляторів, замінено 30 ізоляторів, замінено 1,5км проводу та змонтовано 12 підкосів, був виконаний у 2015 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10кВ Ф-543 від ПС-35/10 "Чорнобаївка", що склав 37,8%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,189%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ «Херсонобленерго» технічного завдання на проектування, власними силами Товариства, було виготовлено розроблено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-543 від ПС-35/10"Чорнобаївка" у Білозерському районі, Херсонської області", на суму 5857,38 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючих неізолюваних проводів магістралі, а саме: заміна проводів від опори №56 до опори №63 (на ізолювані проводи більшого перерізу); від опори №63 до опори №122 (на неізолювані проводи більшого перерізу), разом з встановленням додаткових та заміною існуючих дефектних стояків опор;

- заміна існуючих неізолюваних проводів відгалуджень до КТП-10/0,4кВ з встановленням роз'єднувачів, а саме: заміна проводів відпайки до КТП-10/0,4кВ №807 (до опори №1) з встановленням на опорі №1 лінійного роз'єднувача; заміна проводів відпайки до КТП-10/0,4кВ №821 з встановленням на опорі №1 та кінцевій опорі №6 (проект. номер. №7) роз'єднувачів; встановлення роз'єднувача на опорі №60 для відпайки до ЗТП-10/0,4кВ №822А; заміна проводів відпайки до КТП-10/0,4кВ №823А з встановленням на опорі №1 лінійного роз'єднувача та перевстановленням існуючого роз'єднувача на кінцевій опорі №3; заміна проводів відпайки до КТП-10/0,4кВ №812 (до опори №1) з встановленням на опорі №1 лінійного роз'єднувача; заміна проводів відпайки до ЗТП-10/0,4кВ №826А з встановленням на опорі №1 лінійного роз'єднувача та перевстановленням існуючого роз'єднувача на кінцевій опорі №8 (проект. номер. №10); заміна існуючого роз'єднувача до КТП-10/0,4кВ №880; встановлення додаткового лінійного роз'єднувача на опорі (проект. номер. №35); заміна проводів відгалуження до КТП-10/0,4кВ №894А (з переобладнанням ділянки лінії в магістраль); заміна проводів магістралі до КТП-10/0,4кВ №829А з перевстановленням існуючого роз'єднувача на кінцевій опорі №122 (проект. номер. №61);

- демонтаж існуючих провідників та стояків опор (з траверсами) лінії Л-543 ПЛ-10кВ ПС-35/10кВ "Чорнобаївка" від опори №88 до опори №144;

- демонтаж існуючих провідників та стояків опор (з траверсами) лінії Л-632 ПЛ-10кВ ПС-35/10кВ "Торгова" від опори №12 до опори №13;

- перепідключення лінії Л-632 ПЛ-10кВ ПС-35/10кВ "Торгова" від опори №13 на лінію Л-543 ПЛ-10кВ ПС-35/10кВ "Чорнобаївка" (з переобладнанням ділянки лінії в магістраль);

- перепідключення лінії Л-632 ПЛ-10кВ ПС-35/10кВ "Торгова" відпайка до КТП-10/0,4кВ №844А опори №18 до опори №5 лінії Л-543 ПЛ-10кВ ПС-35/10кВ "Чорнобаївка" відпайка до КТП-10/0,4кВ №894А, шляхом будівництва кабельної лінії КЛ-10кВ.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 2967м проводу на голий провід, 649м — на ізольований, 386м на кабель у зв'язку із проходженням лінії у зонах забудови, порушення охоронної зони, а також для створення можливості проведення технічних обслуговувань лінії. Крім того буде замінено та/або встановлено 109 опор, 11 роз'єднувачів, 96 траверс та 684 ізолятора.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу АС-35. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$D = D_{70} - D_{35}.$$

$$D_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

$$D_{50} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\varphi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн,}$$

$$D_{50} = 210 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 29227907,36 \text{ грн,}$$

$$D = 3694740,24 - 29227907,36 = 766832,88 \text{ грн.}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$V_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum V_{\text{стих}} = 41400 * 3,76 = 155664 \text{ грн,}$$

де 3,76 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 250 кВА, кількості ТП - 20 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 250 * 20 * 6 = 30000 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 30000 = 42000 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 5 разів на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік}} = 3 * 42000 = 126000 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стояків на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	94	шт	3114	292716

Провід сталеалюмінієвий АС-50	0,73	т	71300	52277,16
Ізолятори ШФ-20 Г	282	шт	94,8	26733,6
Траверса ТМ-3	94	шт	675	63450
Всього на матеріали та обладнання :				435176,76

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 609247,46 грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 609247,46/5 = 121849,49 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 121849,49 + 126000 + 155664 = 403513,49 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втрат}} = 32 * 3,76 * 1,4 * 12 = 2021,38 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}};$$

$$V = 403513,49 + 2021,38 = 405534,87 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 766832,88 + 405534,87 = 1172367,75 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = (K_{\text{заг}} - V_{\text{звмат}}) / E_{\text{заг}} = (5857380 - 32025,8) / 1172367,75 = 4,97 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
5857,38	32,025	1172,23	4,97

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)				
Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
766,833	155,664	126	121,850	2,021

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3383.06 тис. грн (без ПДВ).

2.4. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1306 від ПС-35/10 "В.Олександрівка" у Великоолександрівському районі, Херсонської області

ПЛ-10кВ Ф-1306 від ПС-35/10 "В.Олександрівка" живить 2132 споживача, у тому числі котельня, дитячий садок, артсвердловини, стаціонар та торговельні магазини.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 18,12 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 5,79 км) інв. №003026, введена в експлуатацію у 1971 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: опор у кількості 9 шт.; проводу — 0,12км.; траверс — 36 шт.; дефектних та скляних ізоляторів — 122шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ).

Перетин існуючих дротів складає 35, 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ-11-2,7 та СНВ 10,5-2, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт та як наслідок виконання робіт з використанням лазів та драбин, що впливає на термін ліквідації пошкоджень.

Траса ПЛ-10кВ Ф-1306 від ПС-35/10 "В.Олександрівка" проходить в межах смт. В.Олександрівка, довжина траси в лісовому масиві складає 7 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й смт. В.Олександрівка в цілому.

За останні 10 років капітальні ремонти по даній ПЛ не проводились. Останнє технічне обслуговування, під час якого було розчищено трасу ПЛ від порослі дерев, змонтовано заземлення металоконструкцій 3 опор та замінено кріплення підкосу опори, було виконано у 2019р.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10кВ Ф-1306 від ПС-35/10 "В.Олександрівка", що склав 33,9%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,257%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил

роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ "Херсонобленерго" технічного завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено розроблено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1306 від ПС-35/10"В.Олександрівка" у Великоолександрівському районі, Херсонської області", наказом №629 від 09.09.2021р., на суму 4640,79 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено:

- реконструкцію ПЛ-10кВ Ф-1306 від ПС-35/10кВ "В.Олександрівка" в проміжку опор №6 - №1 відг. до ТП-3 — оп. №5 відг. до ТП-3; опор №6 -21; №40 — 42; №46 — 64 із заміною існуючого проводу на неізолюваний сталелегуючий провід типу АС-50/8 та заміною існуючих опор та встановленням додаткових опор для скорочення прогонів;
- заміну дефектних опор № 76, оп. №2 відг. до ТП-7, оп. №8 відг. до ТП-375, оп. №1 відг. до ТП-339;
- встановлення додаткових опор в прогонах оп. №21-24; №26-27; №70-71; №79-80; №86-87;
- винесення ділянки ПЛ-10кВ Ф-1306 від ПС-35/10кВ "В.Олександрівка" від оп №13 до оп. №20 з приватної земельної ділянки споживача;
- встановлення лінійних роз'єднувачів на опорі №46;
- заміна лінійних роз'єднувачів Р-4, Р-7 та Р-13;
- заміна існуючої дефектної та непроєктної траверсної оснастки на траверси з підвісною ізоляцією на опорах №1, 2, 4, 32, 34, 36, 38, 77, 110, оп. №2 відг. до ТП-372, оп. №1 відг. до ТП-26, оп. №1, 4, 5, 9, 14, 15, 19, 20 відг. до ТП-375, оп. №5 відг. до ТП-339;
- заміна існуючих траверс на опорах №1, 2, 4, 32, 36, 38, 58, 77, 101, 110, оп. №2, 3 відг. до ТП-3; оп. №1 відг. до ТП-26; оп. №1, 4, 5, 9, 14, 15, 19, 20 відг. до ТП-375; оп. №3, 5, 17, 20, 27 відг. до ТП-20; оп. №5 відг. до ТП-339;
- заміна існуючих ізоляторів на опорах в прогонах опор №26, 68, 78, 80-83, 90, 91, 96, 107-109, 114, 116, оп. №1 відг. до ТП-3, оп. №2, 4, 5, 6, 7, 8, 10-13, 22 відг. до ТП-375, оп. №11, 12, 17, 22 відг. до ТП-20; оп. №2-5 відг. до ТП-383;
- заміна штирьової ізоляції на підвісну на опорах №3, 5;
- реконструкція ПЛ-0,38/0,22кВ в проміжку опор №13/25 ПЛ-10кВ/ПЛ-0,38кВ Л-1306/Л-4 КТП-15 — оп. №27 Л-4 КТП-15; оп. №34 — 36 Л-4 КТП-15 з заміною існуючого проводу на ізолюваний.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 2777м проводу на голий провід, 97м — на ізолюваний. Крім того буде замінено та/або встановлено 169 опор, 7 роз'єднувачів, 198 траверс та 890 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$D = D_{70} - D_{50}.$$
$$D_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$
$$D_{50} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\varphi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$D_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн,}$

$D_{50} = 210 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 29227907,36 \text{ грн,}$

$D = 3694740,24 - 29227907,36 = 766832,88 \text{ грн.}$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ приходить біля 6 ділянок, яким потрібна реконструкція або заміна при понаднормативних швидкостях вітру та ожеледиці. Вартість ліквідації наслідків стихії на одній ділянці (з урахуванням вартості матеріалів, транспорту (ГКД 34.05.604-2002), виконання робіт (ГКД 24.05.834-98) складає біля 6900 грн.

Економія за рік складає:

$V_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$

Загальна:

$\sum V_{\text{стих}} = 41400 * 5,79 = 239706,00 \text{ грн,}$

де 5,79 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 160 кВА, кількості ТП - 24 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$W = 160 * 24 * 6 = 23040 \text{ кВт*год.}$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$V_{\text{лік}} = 1,4 * 23040 = 32256 \text{ грн.}$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 3 разв на рік. Таким чином,

$\sum V_{\text{лік}} = 3 * 32256 = 96768 \text{ грн.}$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стоек на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	145	шт	3114	451530
Провід сталелегуючий АС-50	1,13	т	71300	80501,265
Ізолятори ШФ-20 Г	435	шт	94,8	41238
Траверса ТМ-3	145	шт	675	97875
Всього на матеріали та обладнання :				671144,265

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 939601,97 грн. Капремонт виконується в середньому раз

на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 939601,97/5 = 187920,39 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 187920,39 + 96768 + 239706 = 524394,39 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втрат}} = 32 * 5,79 * 1,4 * 12 = 3112,70 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}};$$

$$V = 524394,39 + 3112,70 = 527507,10 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 766832,88 + 527507,10 = 1294339,98 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{заг}} - V_{\text{звмат}}}{E_{\text{заг}}} = \frac{(4640,79 - 49,343)}{1294,33} = 3,55 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
4640,79	49,343	1294,33	3,58

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)

Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
766,833	239,706	96,768	187,92	3,113

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2923.7 тис. грн (без ПДВ).

2.5. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1314 від ПС-35/10 "Н.Кубань" у Великоолександрівському районі, Херсонської області

ПЛ-10кВ Ф-1314 від ПС-35/10 "Н.Кубань" живить 337 споживачів, у тому числі школа, артсвердловини, фельдшерсько-акушерські пункти та торговельні магазини.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 37,94 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 5,73 км) інв. №003020, введена в експлуатацію у 1970 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: траверс — 82 шт.; дефектних та скляних ізоляторів — 237 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ), провід — 0,9км.

Перетин існуючих дротів складає 35, 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ-11-2,7 та СНВ 10,5-2, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, залізобетонні траверси мають поздовжні тріщини, сколи бетону та великі габарити, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт та як наслідок виконання робіт з використанням лазів та драбин, що впливає на термін ліквідації пошкоджень та велика довжина ПЛ.

Траса ПЛ-10кВ Ф-1314 від ПС-35/10 "Н.Кубань" в основному проходить поза межами населених пунктів, довжина траси в лісовому масиві складає 8 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й населених пунктів, які живляться від неї в цілому.

Останній капітальний ремонт, під час якого було змонтовано 4 роз'єднувача із траверсами, контурами заземлення опор та площадки приводу заземлення, замінено 24 гірлянди ізоляторів, замінено 12 шлейфів відпайок, замінено 4 штирьових ізолятори та замінено 0,4км проводу, був виконаний у 2019 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10кВ Ф-1314 від ПС-35/10 "Н.Кубань", що склав 25.3%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,227%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування, власними силами Товариства, було виготовлено проект "Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1314 від ПС-35/10 "Н.Кубань" у Великоолександрівському районі, Херсонської області", на суму 3711,82 тис. грн (без ПДВ), затверджений наказом №629 від 09.09.2021р., Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкцію ПЛ-10кВ Ф-1314 від ПС-35/10 "Н.Кубань" в прогонах оп. №260-315, відг. до ТП-164 оп.№15-34, відг. до ТП-175 оп.№1-17 із заміною існуючого неізолюваного проводу на провід типу АС перерізом 50мм², разом із встановленням додаткових опор, заміною дефектних траверс та ізоляторів, переобладнанням анкерних опор із заміною траверсної оснастки на траверси з підвісною ізоляцією;

- заміну дефектних та непроєктних опор №256, 321, 322, 333, 341, 344, 345; відг. до ТП-164 оп.№8

- заміну існуючих дефектних та непроєктних траверс на опорах № 37-38, 102, 236;

- заміну штирьових ізоляторів на підвісні на опорах № 74, 143, 235, 238, 242;

- заміну лінійних роз'єднувачів Р-44, Р-49, Р-50.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 5988м проводу на голий провід. Крім того буде замінено та/або встановлено 155 опор, 3 роз'єднувача, 137 траверс та 210 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$D = D_{70} - D_{35}.$$

$$D_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

$$D_{35} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\phi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн,}$$

$$D_{35} = 175 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2439922,8 \text{ грн,}$$

$$D = 3694740,24 - 2439922,8 = 1254817,44 \text{ грн.}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$V_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum V_{\text{стих}} = 41400 * 5,73 = 237222 \text{ грн,}$$

де 5,73 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 160 кВА, кількості ТП - 10 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 160 * 10 * 6 = 9600 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 9600 = 13440 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 4 рази на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік.}} = 4 * 13440 = 53760 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стояків на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	144	шт	3114	448416
Провід сталевалюмінієвий АС-35	0,85	т	27837	23606,89
Ізолятори ШФ-20 Г	432	шт	94,8	40953,6
Траверса ТМ-3	144	шт	675	97200
Всього на матеріали та обладнання :				610176,49

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 848371,29 грн. Капрмонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 848371,29/5 = 170849,42 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 170849,42 + 53760 + 237222 = 461831,42 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втрат}} = 32 * 5,73 * 1,4 * 12 = 3080,45 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}};$$

$$V = 461831,42 + 3080,45 = 464911,87 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 1254817,44 + 464911,87 = 1719729,31 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{ок} = K_{заг} - V_{звмат} / E_{заг} = (3711820 - 40806) / 1719729,31 = 2,13 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
3711,82	40,806	1719,29	2,13

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)				
Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
1254,817	237,222	53,76	170,849	3,080

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2338.45 тис. грн (без ПДВ).

2.6. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-676 ПС-35/10 "Петровська" у Генічеському районі, Херсонської області

ПЛ-10кВ Ф-676 ПС-35/10 "Петровська" живить 363 побутових та 22 юридичних споживачів, у тому числі школа, дитячий садок, артсвердловини та торговельні магазини.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 21,25 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 2,33 км) інв. №008723, введена в експлуатацію у 1967 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: опор у кількості 39 шт.; траверс — 56 шт.; дефектних та скляних ізоляторів — 140 шт. (порушення п. 2.4.32 ПУЕ), провід — 7,46км.

Перетин існуючих дротів складає 35, 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ-11-2,7 та СНВ 10,5-2, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт та як наслідок виконання робіт з використанням лазів та драбин, що впливає на термін ліквідації пошкоджень та велика довжина ПЛ.

Траса ПЛ-10кВ Ф-676 ПС-35/10 "Петровська" в основному проходить поза межами населених пунктів, довжина траси в лісовому масиві складає 7 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й населених пунктів, які живляться від неї в цілому.

За останні 10 років капітальний ремонт даної ПЛ не проводився. Останнє технічне обслуговування, під час якого було розчищено трасу ПЛ від порослі дерев, проводилось у 2019 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10кВ Ф-676 ПС-35/10 "Петровська", що склав 25,2%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,106%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ”Херсонобленерго” технічного завдання на проєктування, власними силами Товариства, було виготовлено проєктно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-676 ПС-35/10"Петровська" у Генічеському районі, Херсонської області", на суму 4067,33 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний об'єм робіт:

- 1) у прогонах опор №94-111 ПЛ-10кВ Ф-676 від ПС-35/10кВ “Петровська” заміна існуючого неізолюваного проводу марки АС-35 на провід АС-50/8 із заміною дефектних проводів, траверс та ізоляторів;
- 2) винесення прогону опор №1-16 ПЛ-10кВ Ф-676 відг. до ТП-600 від ПС-35/10кВ “Петровська” з приватних земельних ділянок;
- 3) заміна існуючих опор та траверсної оснастки на кутових та анкерних опорах:
 - ПЛ-10кВ Ф-676 від ПС-35/10кВ “Петровська”: №1, 8, 31, 32, 50, 83, 84, 139, 140;
 - відг. Ф-1 від РП-4: №2, 4, 10, 20, 46, 52;
 - відг. до ТП-600: №20;
 - відг. Ф-4 від РП-4: №1, 2, 4, 6, 10;
 - ЛР-132: №1, 14, 19, 55, 56, 60;
 - ЛР-131: №1, 28, 55, 57, 72, 79, 80, 84, 97;
- 4) демонтаж ПЛ-10кВ в прогоні опор №150-164 ПЛ-10кВ Ф-676 від ПС-35/10кВ “Петровська”;
- 5) струморозділ від РП-4 до оп. №1 Ф-1 та оп. №1 Ф-4 від РП-4 ПЛ-10кВ Ф-676 від ПС-35/10кВ “Петровська”;
- 6) перепідключення ПЛ-10кВ Ф-1 від РП-4 Ф-676 від ПС-35/10кВ “Петровська” від оп. №150 до оп. №10 Ф-1 від РП-4 ПЛ-10кВ Ф-676 від ПС-35/10кВ “Петровська”;
- 7) перепідключення ПЛ-10кВ Ф-4 від РП-4 Ф-676 від ПС-35/10кВ “Петровська” від оп. №1 Ф-1 до оп. №1 Ф-4 від РП-4 Ф-676 від ПС-35/10кВ “Петровська”.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 2435м проводу на голий провід. Крім того буде замінено та/або встановлено 141 опору, 5 роз'єднувачів, 86 траверс та 678 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу АС-35. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$D = D_{70} - D_{35}.$$
$$D_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$
$$D_{35} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\varphi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн},$$

$$D_{35} = 175 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2439922,8 \text{ грн},$$

$$D = 3694740,24 - 2439922,8 = 1254817,44 \text{ грн}.$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$V_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum V_{\text{стих}} = 41400 * 2,33 = 96462 \text{ грн},$$

де 2,33 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 160 кВА, кількості ТП - 11 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 160 * 11 * 6 = 10560 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 10560 = 14784 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 3 рази на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік}} = 3 * 14784 = 44352 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стояків на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	59	шт	3114	183726
Провід сталелегалюмінієвий АС-35	0,34	т	27837	9599,31
Ізолятори ШФ-20 Г	177	шт	94,8	16779,6
Траверса ТМ-3	59	шт	675	39825

Всього на матеріали та обладнання :				249929,91

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 349901,88 грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 349901,88/5 = 69980,38 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 69980,38 + 44352 + 96462 = 210794,38 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втрат}} = 32 * 2,33 * 1,4 * 12 = 1252,61 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}};$$

$$V = 210794,38 + 1252,61 = 212046,98 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 1254817,44 + 212046,98 = 1466864,42 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = (K_{\text{заг}} - V_{\text{звмат}}) / E_{\text{заг}} = (4067330 - 16640,5) / 1466864,42 = 2,76 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
4067,33	16,64	1466,86	2,76

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)

Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
1254,817	96,462	44,352	69,980	1,253

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2359.06 тис. грн (без ПДВ).

2.7. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-721 ПС-35/10 "Стрілкове" Генічеського району Херсонської області

ПЛ-10кВ Ф-721 від ПС-35/10 "Стрілкове" живить 106 споживачів, в тому числі: медичний реабілітаційний центр "Золотий Берег" міністерства юстиції України, Генічеськое МУВГ, інститут зрошуваного землеробства Національної академії аграрних наук України (база відпочинку), дитячі спортивно-оздоровчі центри, бази відпочинку та ін.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 16,26 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 14,8 км) інв. № 008678, введена в експлуатацію у 1964 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: опор у кількості 136 шт.; траверс — 136 шт.; дефектних та скляних ізоляторів — 408 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ), провід — 7,208км.

Перетин існуючих дротів складає 35 та 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ-11-2,7 та СНВ 10,5-2, наявні підставні дерев'яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження в тому числі й корозійні, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт та, як наслідок, виконання робіт з використанням лазів та драбин, що впливає на термін ліквідації пошкоджень.

Траса ПЛ-10кВ Ф-721 від ПС-35/10 "Стрілкове" проходить в півкілометровій зоні від узбережжя моря, по території с. Стрілкове, в місцях масового скупчення людей, в безпосередній близькості від забудови (в охоронній зоні знаходяться житлові будинки, пансіонати), має перспективу подальшого завантаження. Довжина траси в лісовому масиві складає 5,17 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, а й комфортні умови відпочинку у літній період значної кількості туристів. Численні пошкодження на ділянках ПЛ, зокрема корозійного характеру, проводу та траверсної оснастки у тому числі пов'язані із агресивним повітряним середовищем, а саме близькістю до прибережної зони.

За останні 10 років капітальний ремонт даної ПЛ не проводився. Останнє технічне обслуговування, під час якого було розчищено трасу ПЛ від порослі дерев, проводилось у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10кВ Ф-721 від ПС-35/10 "Стрілкове", що склав 25,4%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства,

за останні три роки становить 0,0307%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Виконання технічного переоснащення ПЛ-10кВ Ф-721 зі збільшенням перерізу ПЛ-10 кВ до 95 мм² дозволить виконувати резервування живлення с.п.-10кВ ПС-35/10 "Стрілкове" та ПС-35/10 "Щасливцеве" в ремонтних та аварійних режимах, що відповідно направлено на зниження показника SAIDI по ПЛ-10кВ Ф-691, ПЛ-10кВ Ф-692, ПЛ-10кВ Ф-693, ПЛ-10кВ Ф-694, ПЛ-10кВ Ф-722, ПЛ-10кВ Ф-723, ПЛ-10кВ Ф-724. На даний час показник SAIDI за останні 3 роки, у розрізі товариства, по секції шин ПС-35/10 "Щасливцеве" становить 0,3656%, по секції шин ПС-35/10 "Стрілкове" становить 0,0787%.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ "Херсонобленерго" технічного завдання на проєктування власними силами Товариства, було виготовлено проєктно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-721 ПС-35/10"Стрілкове" Генічеського району Херсонської області", на суму 16078,11 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція існуючої ПЛ-10кВ Л-721-I від існ. оп.№41 до існ. оп. №205 ПЛ-10кВ Л-721-I ПС-35/10кВ "Стрілкове" із заміною існуючого неізолюваного проводу на ізолюваний провід АAsXSn перерізом 95мм²;

- реконструкція ПЛЗ-10кВ Л-721-II від існ. оп.№33 ПЛ-10кВ Л-721-II ПС-35/10кВ "Стрілкове" шляхом технічного переоснащення ПЛЗ-10кВ до кінцевої опори, встановленої біля існ. оп.№205 ПЛ-10кВ Л-721-I ПС-35/10кВ "Стрілкове" проводом АAsXSn перерізом 95мм²;

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 17455м проводу на ізолюваний провід. Крім того буде замінено та/або встановлено 314 опор, 6 роз'єднувачів, 490 траверс та 1518 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу АС-35. Очікуваний дохід від збільшення пропускну здатності однієї лінії дорівнює

$$D = D_{70} - D_{35}.$$

$$D_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

$$D_{35} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\phi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн,}$$

$$D_{35} = 175 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2439922,8 \text{ грн,}$$

$$D = 3694740,24 - 2439922,8 = 1254817,44 \text{ грн.}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$V_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum V_{\text{стих}} = 41400 * 14,8 = 612720 \text{ грн,}$$

де 14,8– довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 250 кВА, кількості ТП - 42 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 250 * 42 * 6 = 63000 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 63000 = 88200 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 5 разів на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік.}} = 5 * 88200 = 441000 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стояків на 1 км ПЛ 6-10 кВ –25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	370	шт	3114	1152180
Провід сталевалюмінієвий АС-35	2,19	т	27837	60974,16
Ізолятори ШФ-20 Г	1110	шт	94,8	105228
Траверса ТМ-3	370	шт	675	249750
Всього на матеріали та обладнання :				1568132,16

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 2195385,03 грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 2195385,03/5 = 439077,01 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 439077,01 + 441000 + 612720 = 1492797,01 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втрат}} = 32 * 14,8 * 1,4 * 12 = 7956,48 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}};$$

$$V = 1492797,01 + 7956,48 = 1500753,49 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 1254817,44 + 1500753,49 = 2755570,93 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{заг}} - V_{\text{звмат}}}{E_{\text{заг}}} = \frac{(16078110 - 105191)}{2755570,93} = 5,8 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
16078,11	105,191	2755,57	5,80

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)

Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
1254,817	612,72	441	439,077	7,957

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 10129.21 тис. грн (без ПДВ).

2.8. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-712 ПС-154/35/10 "Н.Олексіївка" у Генічеському районі, Херсонської області

ПЛ-10кВ Ф-712 ПС-154/35/10 "Н.Олексіївка" живить 447 споживачів, в тому числі: школа, пункт тимчасової дислокації КЕВ м.Херсона, об'єкти місцевого водопостачання та торговельні магазини.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 25,30 км(ділянка що підлягає реконструкції довжиною 5,38 км) інв. № 008737, введена в експлуатацію у 1968 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: опор у кількості 27 шт.; траверс — 6 шт.; дефектних та скляних ізоляторів — 34 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ), провід — 4,5км.

Перетин існуючих дротів складає 35 та 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ-11-2,7 та СНВ 10,5-2, наявні підставні дерев'яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження в тому числі й корозійні, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт та, як наслідок, виконання робіт з використанням лазів та драбин, що впливає на термін ліквідації пошкоджень.

Траса ПЛ-10кВ Ф-712 ПС-154/35/10 "Н.Олексіївка" проходить по території смт. Новоолексіївка, с. Новодмитрівка та с. Веснянка, та має перспективу подальшого завантаження. Довжина траси в лісовому масиві складає 8,43 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й населених пунктів, які живляться від неї в цілому.

Останній капітальний ремонт ПЛ, під час якого було змонтовано 12 траверс, встановлено 36 ізоляторів, виправлено 13 опор, замінено 30 штирьових ізоляторів, замінено 70 в'язок проводу, замінено 0,54км проводу та встановлено 5 стояків опор, був виконаний у 2016 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10кВ Ф-712 ПС-154/35/10 "Н.Олексіївка", що склав 27,2%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,102%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування, власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-712 ПС-154/35/10 "Н.Олексіївка" у Генічеському районі, Херсонської області", на суму 4587,95 тис. грн (без ПДВ), затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-712 від ПС-154/35/10 "Н.Олексіївка", а саме:
- в прогоні опор №1-97 відг. ЛР-18 на ТП-148 виконується заміна існуючого неізольованого проводу на провід типу АС, разом із заміною дефектних опор, заміною дефектних траверс та ізоляторів, переобладнання анкерних опор із заміною траверсної оснастки на траверси з підвісною ізоляцією. На існуючих опорах, що не підлягають заміні передбачено проектом додатковий контур заземлення;

- заміна кабельного виходу виконаного кабелем ААБ-120 від РП-10кВ ПС-154/35/10 "Н.Олексіївка" до оп. №1 ПЛ-10кВ Ф-712 від ПС-154/35/10 "Н.Олексіївка" на кабель АПВЗгаПу-10 1x120/50 довжиною 295м;

- на ділянках ПЛ-10кВ, що проектується, враховано перетин з ПЛ-35кВ та ПЛ-0,4кВ з відповідними розрахунками.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 5729м проводу на голий провід. Крім того буде замінено та/або встановлено 149 опор, 2 роз'єднувача, 112 траверс та 600 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу АС-35. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$Д = Д_{70} - Д_{35}.$$

$$Д_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

$$Д_{35} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\varphi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$Д_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн,}$$

$$Д_{35} = 175 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2439922,8 \text{ грн,}$$

$$Д = 3694740,24 - 2439922,8 = 1254817,44 \text{ грн.}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ приходить біля 6 ділянок, яким потрібна реконструкція або заміна при понаднормативних швидкостях вітру та ожеледиці. Вартість ліквідації наслідків стихії на одній ділянці (з урахуванням вартості матеріалів, транспорту (ГКД 34.05.604-2002), виконання робіт (ГКД 24.05.834-98) складає біля 6900 грн.

Економія за рік складає:

$$V_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum V_{\text{стих}} = 41400 * 5,38 = 222732 \text{ грн,}$$

де 5,38 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 160 кВА, кількості ТП - 12 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 160 * 12 * 6 = 11520 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 11520 = 16128 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 3 рази на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік}} = 3 * 16128 = 48384 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стояків на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
------------------------	-----------	------------	----------------	---------------------------------

Стояки (СВ 10,5-5)	135	шт	3114	420390
Провід сталевалюмінієвий АС-35	0,8	т	27837	22164,93
Ізолятори ШФ-20 Г	405	шт	94,8	38394
Траверса ТМ-3	135	шт	675	91125
Всього на матеріали та обладнання :				572073,93

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 800903,51 грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 800903,51/5 = 160180,7 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 160180,7 + 48384 + 222732 = 431296,7 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втрат}} = 32 * 5,38 * 1,4 * 12 = 2892,29 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}};$$

$$V = 431296,7 + 2892,29 = 434188,99 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 1254817,44 + 434188,99 = 1689006,43 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{заг}} - V_{\text{звмат}}}{E_{\text{заг}}} = \frac{(4587950 - 38291,7)}{1689006,43} = 2,69 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
4587,95	38,29	1689,0	2,69

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)				
Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
1254,817	222,732	48,384	160,181	2,892

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2890.4 тис. грн (без ПДВ).

2.9. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-693 ПС-35/10 "Щасливцеве" Генічеського району Херсонської області

ПЛ-10кВ Ф-693 від ПС-35/10 "Щасливцеве" живить 71 споживача, а саме: Акціонерне товариство "Херсонгаз", спортивно-оздоровчу базу "Експрес", комунальний заклад "Дитячий оздоровчий комплекс "Дніпро" Синельниківського району", дитячий оздоровчий табір "Івушка", базу відпочинку "Бригантина" та ін.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 12,51 км (ділянка, що підлягає реконструкції, довжиною 1,04 км) інв. № 008672, введена в експлуатацію у 1984 році.

Перетин існуючих дротів складає 70 мм², 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ-11-2,7 та СНВ 10,5-2, наявні підставні дерев'яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження в тому числі й корозійні, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт.

Траса ПЛ-10кВ Ф-693 від ПС-35/10 "Щасливцеве" проходить в двокілометровій зоні від узбережжя моря, по території населеного пункту, в місцях масового скупчення людей, в безпосередній близькості від забудови (в охоронній зоні знаходяться житлові будинки, пансіонати), має перспективу подальшого завантаження. Довжина траси в лісовому масиві складає 2,69 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, а й комфортні умови відпочинку у літній період значної кількості туристів. Численні пошкодження на ділянках ПЛ, зокрема корозійного характеру, проводу та траверсної оснастки у тому числі пов'язані із агресивним повітряним середовищем, а саме близькістю до прибережної зони.

За останні 10 років капітальний ремонт даної ПЛ не проводився. Останнє технічне обслуговування, під час якого було проведено технічне обслуговування роз'єднувача та розчищено трасу ПЛ від порослі дерев, проводилось у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10кВ Ф-693 від ПС-35/10 "Щасливцеве", що склав 29,5%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,007%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ "Херсонобленерго" технічного завдання на проектування, власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-693 ПС-35/10 "Щасливцеве" Генічеського району Херсонської області", на суму 1114,61 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкцію існуючої ПЛ-10кВ Ф-693 від ПС-35/10кВ "Щасливцеве" від проект. оп. №153.1 до проект. оп. ПЛ-10кВ Л-721-П ПС-35/10кВ "Стрілкове" в частині технічного переоснащення кільцюючої перемички проводом АAsXSn перерізом 95мм²;

- встановлення кільцюючого лінійного роз'єднувача у місці з'єднання ПЛ-10кВ Л-721-П ПС-35/10 "Стрілкове" з ПЛ-10кВ Л-693-П ПС-35/10 "Щасливцеве".

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 24м проводу на голий провід, 3250м — на ізольований. Крім того буде замінено та/або встановлено 28 опор, 2 роз'єднувача, 27 траверс та 111 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$Д = Д_{95} - Д_{50}.$$

$$Д_{95} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

$$Д_{50} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\varphi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$Д_{95} = 370 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 5158693,92 \text{ грн,}$$

$$Д_{50} = 210 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2927907,36 \text{ грн,}$$

$$Д = 5158693,92 - 2927907,36 = 2230786,56 \text{ грн.}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$В_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum В_{\text{стих}} = 41400 * 1,04 = 43056 \text{ грн,}$$

де 1,04 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 250 кВА, кількості ТП - 19 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 250 * 19 * 6 = 28500 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 39000 = 39900 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – рази на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік.}} = 3 * 39900 = 119700 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стоек на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	26	шт	3114	80964
Провід сталеалюмінієвий АС-50	0,2	т	71300	14459,64
Ізолятори ШФ-20 Г	78	шт	94,8	7394,4
Траверса ТМ-3	26	шт	675	17550
Всього на матеріали та обладнання :				120368,04

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 168515,26 грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 168515,26/5 = 33703,05 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 33703,05 + 119700 + 43056 = 196459,05 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втрат}} = 32 * 1,04 * 1,4 * 12 = 559,1 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}};$$

$$V = 196459,05 + 559,1 = 197018,16 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + B;$$

$$E_{\text{заг}} = 2230786,56 + 197018,16 = 2427804,72 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{заг}} - B_{\text{звмат}}}{E_{\text{заг}}} = \frac{(1114610 - 8858,2)}{2427804,72} = 0,46 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
1114,61	8,85	2427804,72	0,46

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)

Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
2230786,56	43,056	119,7	33,703	0,559

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 702.21 тис. грн (без ПДВ).

2.10. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-714 ПС-154/35/10 "Н.Олексіївка" у Генічеському районі, Херсонської області

ПЛ-10кВ Ф-714 ПС-154/35/10 "Н.Олексіївка" живить 914 споживачів, в тому числі: асфальтовий завод, артсвердловини, автозаправочні станції, торговельні магазини та ін.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 17,76 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 2,21 км) інв. №008739, введена в експлуатацію у 1968 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: опор у кількості 13 шт.; траверс — 6 шт.; дефектних та скляних ізоляторів — 15 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ), провід — 2,52км.

Перетин існуючих дротів складає 35, 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ-11-2,7 та СНВ 10,5-2, наявні підставні дерев'яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження в тому числі й корозійні, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт та велика довжина ПЛ.

Траса ПЛ-10кВ Ф-714 ПС-154/35/10 "Н.Олексіївка" проходить в по території смт. Новоолексіївка, має перспективу подальшого завантаження. Довжина траси в лісовому масиві складає 3,56 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й смт. Новоолексіївка в цілому.

Останній капітальний ремонт, під час якого було змонтовано 2 траверси, встановлено 6 ізоляторів, змонтовано 2 контуру заземлення 2 опор, замінено елементи 6 ізоляторів, виправлено траверсу, підтягнуто 3 стояки опор, замінено 3 кріплення проводу, встановлено 2 роз'єднувача, замінено 9 розрядників на опорах та змонтовано стояк опори, був виконаний у 2019 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10кВ Ф-714 ПС-154/35/10 "Н.Олексіївка", що склав 26,8%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,209%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ «Херсонобленерго» технічного завдання на проєктування, власними силами Товариства, було виготовлено проєктно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-714 ПС-154/35/10 "Н-Олексіївка" у Генічеському районі, Херсонської області", на суму 2482,14 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна кабельного вводу виконаного кабелем ААБ-95 від РП-10кВ ПС-154/35/10кВ "Н-Олексіївська" до існ. оп. №1 ПЛ-10кВ Ф-714 на кабель АпвЗгаПу-10 1x150/70 довжиною 73м;
- заміна ПЛ-10кВ від існ. оп. №1 ПЛ-10кВ Ф-714 до оп. №50 ПЛ-10кВ Ф-714;
- будівництво ПЛ-10кВ від оп. №5 Ф-714 до оп. №5п (проект) з переключенням існ. КЛ-10кВ до ЗТП-633;
- будівництво ПЛ-10кВ від оп. №42 Ф-714 до оп. №2 відп. До КТП-139;
- демонтаж ПЛ-10кВ від оп. №42 Ф-714 до оп. №2 відп. До КТП-139;
- заміна лінійного роз'єднувача Р-42 на оп. №50 ПЛ-10кВ Ф-714.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 2288м проводу на голий провід. Крім того буде замінено та/або встановлено 63 опори, 3 роз'єднувача, 57 траверс та 324 ізолятора.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу АС-35. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$D = D_{70} - D_{35}.$$

$$D_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (\Pi_{\text{вих}} - \Pi_{\text{вх}}),$$

$$D_{35} = P_{\max} * T_{\max} * (\Pi_{\text{вих}} - \Pi_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\varphi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн},$$

$$D_{35} = 175 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2439922,8 \text{ грн},$$

$$D = 3694740,24 - 2439922,8 = 1254817,44 \text{ грн}.$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$V_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum V_{\text{стих}} = 41400 * 2,21 = 91494 \text{ грн},$$

де 2,21 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 100 кВА, кількості ТП - 28 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 100 * 28 * 6 = 16800 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 16800 = 23520 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 3 рази на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік}} = 3 * 23520 = 70560 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стояків на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	56	шт	3114	174384
Провід сталелегюмінієвий АС-35	0,33	т	27837	9104,93
Ізолятори ШФ-20 Г	168	шт	94,8	15926,4
Траверса ТМ-3	56	шт	675	37800
Всього на матеріали та обладнання :				237215,33

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на

капремонт ПЛ складе 332101,46 грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 332101,46/5 = 66420,29 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 66420,29 + 70560 + 91494 = 228474,29 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втрат}} = 32 * 2,21 * 1,4 * 12 = 1188,1 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}};$$

$$V = 228474,29 + 1188,1 = 229662,39 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 1254817,44 + 229662,39 = 1484479,83 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{заг}} - V_{\text{звмат}}}{E_{\text{заг}}} = \frac{(2482140 - 15787,6)}{1484479,83} = 1,66 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
2482,14	15,78	1484,47	1,66

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)

Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
1254,817	91,494	70,56	66,42	1,188

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1563.74 тис. грн (без ПДВ).

2.11. Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-875 ПС-35/10 "В.Дружина" у Голопристанському районі, Херсонської області

ПЛ-10кВ Ф-875 ПС-35/10 "В.Дружина" живить 263 споживач, в тому числі: Шабовський кар'єр, насосні станції, торговельні магазини та ін.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 41,7 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 6,49 км) інв. №003983, введена в експлуатацію у 1967 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: опор у кількості 3 шт.; траверс — 26 шт.; дефектних та скляних ізоляторів — 192 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ), провід — 4,5км, роз'єднувачі — 4шт.

Перетин існуючих дротів складає 35, 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ-11-2,7 та СНВ 10,5-2, наявні підставні дерев'яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження в тому числі й корозійні, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт та велика довжина ПЛ.

Траса ПЛ-10кВ Ф-875 ПС-35/10 "В.Дружина" проходить по території с. Іванівка, с.Рибальче, с.Виноградне. Довжина траси в лісовому масиві складає 12 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й населених пунктів, які від нього живляться, в цілому.

За останні 10 років капітальний ремонт даної ПЛ не виконувався. Останнє технічне обслуговування, під час якого було розчищено трасу ПЛ від порослі дерев, встановлено 64 ізолятори, виправлено 18 опор та 32 траверси, перетягнуто 3,6км проводу та замінено 44 в'язки проводу, проводилось у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10кВ Ф-875 ПС 35/10 "В. Дружина", що склав 25,4%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,322%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ «Херсонобленерго» технічного завдання на проектування, власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-875 ПС-35/10 "В.Дружина" у Голопристанському районі, Херсонської області", на суму 6078,5 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- заміну існуючого неізольованого проводу, дефектних опор, дефектних траверс та ізоляторів в прогоні опор №70-101, відп. Р-108 опори №70-129;
- заміну штирьової ізоляції на підвісну на опорах №113, №140, №162, №187, відп. Р-108 на опорах №42, №44, №59, відп. Р-360 на опорах №14, №80, відп. Р-456 на опорах №5, №17, №50, №92, №95, №135, відп. Р-541 на опорах №3, №52, №82, №100;
- заміна лінійних роз'єднувачів Р-108, Р-109 на відп. до ТП-767, Р-456 на відп. до ТП-985;
- встановлення лінійних роз'єднувачів на оп. №76 відп. Р-108, оп. №47 відп. Р-360, оп. №55 відп. Р-456, оп. №65 відп. Р-541.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 6903м проводу на голий провід. Крім того буде замінено та/або встановлено 257 опор, 8 роз'єднувачів, 196 траверс та 1212 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу АС-50. Очікуваний дохід від збільшення пропускну здатності однієї лінії дорівнює

$$D = D_{70} - D_{50}.$$

$$D_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

$$D_{50} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\varphi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн,}$$

$$D_{50} = 210 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2927907,36 \text{ грн,}$$

$$D = 3694740,24 - 2927907,36 = 766832,88 \text{ грн.}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$V_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum V_{\text{стих}} = 41400 * 6,49 = 268686 \text{ грн,}$$

де 6,49 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 160 кВА, кількості ТП - 15 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 160 * 15 * 6 = 14400 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 грн. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 14400 = 20160 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 5 разів на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік}} = 5 * 20160 = 100800 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стояків на 1 км ПЛ 6-10 кВ –25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	163	шт	3114	507582
Провід сталевалюмінієвий АС-50	1,27	т	71300	90233,72
Ізолятори ШФ-20 Г	489	шт	94,8	46357,2
Траверса ТМ-3	163	шт	675	110025
Всього на матеріали та обладнання :				754197,92

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 1055877,08 грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 1055877,08/5 = 211175,42 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 211175,42 + 100800 + 268686 = 580661,42 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втрат}} = 32 * 6,49 * 1,4 * 12 = 3489,02 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}};$$

$$V = 580661,42 + 3489,02 = 584150,44 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 766832,88 + 584150,44 = 1350983,32 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{заг}} - V_{\text{звмат}}}{E_{\text{заг}}} = \frac{(6078500 - 55358,6)}{1350983,32} = 4,46 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
6078,50	55,35	1350,98	4,46

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)				
Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
766,833	268,686	100,8	211,175	3,489

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3829.46 тис. грн (без ПДВ).

2.12. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-846 ПС-35/10 "Ж.Порт" в Голопристанському районі, Херсонської області

ПЛ-10кВ Ф-846 ПС-35/10 "Ж.Порт" живить 555 споживачів, в тому числі: бази відпочинку, водонапірні башти, торговельні магазини та ін.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 3,735 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 1,43 км) інв. №004074, введена в експлуатацію у 1975 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: траверс у кількості 21 шт.; дефектних та скляних ізоляторів — 132 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ), провід — 4,2км, роз'єднувачі — 1шт.

Перетин існуючих дротів складає 35, 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ-11-2,7 та СНВ 10,5-2, наявні підставні дерев'яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження в тому числі й корозійні, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт.

Траса ПЛ-10кВ Ф-846 ПС-35/10 "Ж.Порт" проходить в півторакілометровій зоні від узбережжя моря, по території населеного пункту, в місцях масового скупчення людей, в безпосередній близькості від забудови (в охоронній зоні знаходяться житлові будинки, пансіонати), має перспективу подальшого завантаження. Довжина траси в лісовому масиві складає 2,635 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, а й комфортні умови відпочинку у літній період значної кількості туристів. Численні пошкодження на ділянках ПЛ, зокрема корозійного характеру, проводу та траверсної оснастки у тому числі пов'язані із агресивним повітряним середовищем, а саме близькістю до прибережної зони.

За останні 10 років капітальний ремонт даної ПЛ не виконувався. Останнє технічне обслуговування, під час якого було розчищено трасу ПЛ від порослі дерев, встановлено 10 ізоляторів та перетягнуто 7,5км проводу, проводилось у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10кВ Ф-846 ПС-35/10 “Ж.Порт”, що склав 31,3%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,054%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об’єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію “Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-846 ПС-35/10 “Ж.Порт” в Голопристанському районі, Херсонської області”, на суму 1578,91 тис. грн (без ПДВ), затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкцію ПЛ-10кВ Ф-846 ПС-35/10 “Ж.Порт” в прогонах оп.№ 25-47; №25-32 відг. на КТП-606 із заміною існуючого проводу на ізольований самоутримний алюмінієвий провід АAsXSn, та заміною існуючих опор та встановленням додаткових опор для скорочення прогонів;

- встановлення лінійних роз’єднувачів на оп. №25, 41, №3 відг. до КТП-606;

- винесення опори №24 з приватної земельної ділянки споживача;

-реконструкція ПЛ-0,38кВ в проміжку опор №28/7 ПЛ-10кВ/ПЛ-0,38кВ Ф-846/Л-2 від ПС-35/10кВ “Ж.Порт”/ ТП-899 - №31/4 ПЛ-10кВ/ПЛ-0,38кВ Ф-846/Л-2 від ПС-35/10кВ “Ж.Порт”/ ТП-1311, а саме заміна проводу 2А-25 на AsXSn-4x25, реконструкція ПЛ-0,38кВ в проміжку опор №29 відп. До КТП-606/8 ПЛ-10кВ/ПЛ-0,38кВ Ф-846/Л-2 від ПС-35/10кВ “Ж.Порт”/ТП-1305 - №30 відп. до КТП-606/8 ПЛ-10кВ/ПЛ-0,38кВ Ф-846/Л-2 від ПС-35/10кВ “Ж.Порт”/ТП-1305, а саме заміна проводу 4А-35 на AsXSn-4x50.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 9м проводу на голий провід, 1387м — на ізольований. Крім того буде замінено та/або встановлено 37 опор, 4 роз’єднувача, 52 траверс та 156 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу АС-50. Очікуваний дохід від збільшення пропускну здатності однієї ліній дорівнює

$$D = D_{70} - D_{50}.$$

$$D_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

$$D_{50} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\phi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max.} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн,}$$

$$D_{50} = 210 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2927907,36 \text{ грн,}$$

$$D = 3694740,24 - 2927907,36 = 766832,88 \text{ грн.}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$V_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum V_{\text{стих}} = 41400 * 1,43 = 59202 \text{ грн,}$$

де 1,43 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 250 кВА, кількості ТП - 26 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 250 * 26 * 6 = 39000 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 39000 = 54600 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 4 рази на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік.}} = 4 * 54600 = 218400 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стоек на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	36	шт	3114	112104
Провід сталелегатурний АС-50	0,28	т	87100	19882,01
Ізолятори ШФ-20 Г	108	шт	94,8	10238,4
Траверса ТМ-3	36	шт	675	24300
Всього на матеріали та обладнання :				166524,41

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 233134,17 грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 233134,17 / 5 = 46626,83 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$- V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 46626,83 + 218400 + 59202 = 324228,83 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втрат}} = 32 * 1,43 * 1,4 * 12 = 768,77 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}};$$

$$V = 324228,83 + 768,77 = 324997,6 \text{ грн.};$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 766832,88 + 324997,6 = 1091830,48 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{заг}} - V_{\text{звмат}}}{E_{\text{заг}}} = \frac{(1578910 - 12206,7)}{1091830,48} = 1,41 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
1578,91	12,206	1091,83	1,41

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)

Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
766,833	59,202	218,4	46,627	0,769

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 994.71 тис. грн (без ПДВ).

2.13. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-944 ПС 35/10 "Н.Збур"івка" Голопристанського району Херсонської області

ПЛ-10кВ Ф-944 ПС 35/10 "Н.Збур"івка" живить 1289 споживачів, в тому числі: амбулаторія загальної практики сімейної медицини, Новозбур"івська туб. лікарня, дитячий садок, школа, торговельні магазини та ін.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 9,43 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 1,91 км) інв. №004256, введена в експлуатацію у 1986 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: опор у кількості 2 шт.; проводу - 2,8км., траверс — 57 шт.; дефектних та скляних ізоляторів — 171 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ), роз'єднувачі — 1 шт.

Перетин існуючих дротів складає 35, 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ-11-2,7 та СНВ 10,5-2, наявні підставні дерев'яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження в тому числі й корозійні, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт.

Траса ПЛ-10кВ Ф-944 ПС 35/10 "Н.Збур"івка" проходить по території с. Н.Збур"івка. Довжина траси в лісовому масиві складає 4,6 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й с.Н.Збур"івка, в цілому.

За останні 10 років капітальний ремонт даної ПЛ не проводився. Останнє технічне обслуговування, під час якого було розчищено трасу ПЛ від порослі дерев, встановлено 16 ізоляторів, замінено 12 гірлянд ізоляторів, доведено опір контурів заземлення 2 опор до нормативного значення та перетягнуто 2,9км проводу, проводилось у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10кВ Ф-944 ПС 35/10 "Н.Збур"івка", що склав 27,6%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,282%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ «Херсонобленерго» технічного завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-944 ПС 35/10 "Н.Збур"івка" Голопристанського району Херсонської області", на суму 5773,99 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- в прогоні опор №40-72 ПЛ-10кВ Ф-944 ПС-35/10кВ “Н.Збур”івка”, оп. №45-1-7 відп. на КТП-42 ПЛ-10кВ Ф-944 ПС-35/10кВ “Н.Збур”івка” заміна існуючого проводу на ізолюваний самоутримний алюмінієвий провід АасХSn-1х70, кабель з алюмінієвими жилами, з ізоляцією із зшитого поліетилену АПв3гаПу-10(1х50/35), заміна існуючих опор, встановлення додаткових опор для скорочення прогонів;

- в прогоні опор №11-17 відп. на КТП-43 ПЛ-10кВ Ф-944 ПС-35/10кВ “Н.Збур”івка” заміна існуючого проводу на неізолюваний сталелегалюмінієвий провід типу АС-50/8, заміна існуючих опор, встановлення додаткових опор для скорочення прогонів;

- заміна штирьової ізоляції на підвісну на оп. №19, 23, 35,75, оп. №21 відп. на КТП-44, оп. №7 відп. на КТП-43;

- заміна лінійного роз’єднувача Р-31;

- встановлення лінійних роз’єднувачів на оп. №1 відп. На КТП-45, оп. №1 відп. на КТП-43, оп. №1 відп. на КТП-44.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 320м проводу на голий провід, 749м — на ізолюваний, 952м на кабель у зв’язку із проходженням лінії у зонах щільної забудови, порушення охоронної зони, а також для створення можливості проведення технічних обслуговувань лінії. Крім того буде замінено та/або встановлено 46 опор, 9 роз’єднувачів, 77 траверс та 354 ізолятора.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$Д = Д_{70} - Д_{50}.$$

$$Д_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

$$Д_{50} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\varphi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$Д_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн,}$$

$$Д_{50} = 210 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2927907,36 \text{ грн,}$$

$$Д = 3694740,24 - 2927907,36 = 766832,88 \text{ грн.}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$В_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum В_{\text{стих}} = 41400 * 1,91 = 79074 \text{ грн,}$$

де 1,91 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 160 кВА, кількості ТП - 18 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 160 * 18 * 6 = 17280 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 17280 = 24192 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 3 разів на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік}} = 3 * 24192 = 72576 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стояків на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	48	шт	3114	149472
Провід сталелегуючий АС-50	0,37	т	71300	26555,69
Ізолятори ШФ-20 Г	144	шт	94,8	13651,2
Траверса ТМ-3	48	шт	675	32400
Всього на матеріали та обладнання :				222078,89

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 310910,44 грн. Капрмонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 310910,44/5 = 62182,09 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 62182,09 + 72576 + 766832,88 = 213832,09 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втр}} = 32 * 1,91 * 1,4 * 12 = 1026,82 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$B = B_{\text{експ}} + B_{\text{втрат}};$$

$$B = 213832,09 + 1026,82 = 214858,9 \text{ грн};$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + B;$$

$$E_{\text{заг}} = 766832,88 + 214858,9 = 981691,78 \text{ грн}.$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{заг}} - B_{\text{звмат}}}{E_{\text{заг}}} = \frac{(5773990 - 16295,1)}{981691,78} = 5,87 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
5773,99	16,295	981,69	5,87

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)

Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
766,833	79,074	72,576	62,182	1,027

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3146.15 тис. грн (без ПДВ).

2.14. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-911 ПС-35/10 "М.Копані" у Голопристанському районі, Херсонської області

ПЛ-10кВ Ф-911 ПС-35/10 "М.Копані" живить 823 споживача, в тому числі: будинок культури, дитячий садок, школа, торговельні магазини та ін.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 16,76 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 6,14 км) інв. №004095, введена в експлуатацію у 1968 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: проводу у кількості 4,2км., траверс — 57 шт.; дефектних та скляних ізоляторів — 173 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ), роз'єднувачі — 1 шт.

Перетин існуючих дротів складає 35, 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ-11-2,7 та СНВ 10,5-2, наявні підставні дерев'яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження в тому числі й корозійні, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні

сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт.

Траса ПЛ-10кВ Ф-911 ПС 35/10 "М.Копані" проходить по території с. М.Копані. Довжина траси в лісовому масиві складає 4,6 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й с.М.Копані, в цілому.

Останній капітальний ремонт ПЛ, під час якого було розчищено трасу ПЛ від порослі дерев, перетягнуто 2,73км проводу, замінено 20 в'язок проводу, замінено 14 кріплень проводу на опорах, замінено 2,75км проводу та змонтовано стояк опори, був виконаний у 2013 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10кВ Ф-911 ПС 35/10 "М.Копані", що склав 26,3%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,191%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, на виконання затвердженого АТ «Херсонобленерго» технічного завдання на проєктування власними силами Товариства, було виготовлено проєктно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-911 ПС-35/10 "М.Копані" у Голопристанському районі, Херсонської області", на суму 3330,22 тис. грн (без ПДВ), затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проєктно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- в проміжку опор №1-48 відп. На КТП-145, опор №68-77 відп. На КТП-145 заміна існуючого проводу на неізолюваний сталевалюмінієвий провід типу АС-50/8, заміна існуючих опор, встановлення додаткових опор для скорочення прогонів;

- винесення прогону опор №23-30 з приватних земельних ділянок;

- заміну штирьової ізоляції на підвісну на опорах №81, 89, 90, №11, 19, 28 відг. на КТП-802; №58, 89, 92, 112, 113 відг. на КТП-145; №14, 19 відг. на КТП-1429.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 5423м проводу на голий провід. Крім того буде замінено та/або встановлено 125 опор, 118 траверс та 657 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$D = D_{70} - D_{50}.$$

$$D_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

$$D_{50} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\varphi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн,}$$

$$D_{50} = 210 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2927907,36 \text{ грн,}$$

$$D = 3694740,24 - 2927907,36 = 766832,88 \text{ грн.}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$V_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum V_{\text{стих}} = 41400 * 6,14 = 254196 \text{ грн,}$$

де 6,14– довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 160 кВА, кількості ТП - 16 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин невідпуск електроенергії складе:

$$W = 160 * 16 * 6 = 15360 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 15360 = 21504 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 3 рази на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік.}} = 3 * 21504 = 64512 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стояків на 1 км ПЛ 6-10 кВ –25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	154	шт	3114	479556
Провід сталевалюмінієвий АС-50	1,2	т	71300	85367,49
Ізолятори ШФ-20 Г	462	шт	94,8	43797,6
Траверса ТМ-3	154	шт	675	103950
Всього на матеріали та обладнання :				712671,09

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 997739,53 грн. Капремонт виконується в середньому раз

на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 997739,53/5 = 199547,91 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 199547,91 + 64512 + 254196 = 518255,91 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втрат}} = 32 * 6,14 * 1,4 * 12 = 3300,86 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}};$$

$$V = 518255,91 + 3300,86 = 521556,77 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 766832,88 + 521556,77 = 1288389,65 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{заг}} - V_{\text{звмат}}}{E_{\text{заг}}} = \frac{(3330220 - 52350,8)}{1288389,65} = 2,54 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
3330,22	52,35	1288,38	2,54

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)

Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
766,833	254,196	64,512	199,548	3,301

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2098.04 тис. грн (без ПДВ).

2.15. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-464 від ПС-35/10 "Іванівська" у Іванівському районі, Херсонської області

ПЛ-10кВ Ф-464 від ПС-35/10 "Іванівська" живить 469 споживачів, в тому числі: дитячі садки, школи, об'єкти місцевого водопостачання, торговельні магазини та ін.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 33,92 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 2,69 км) інв. №011374, введена в експлуатацію у 1969 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: дефектних та скляних ізоляторів у кількості 329 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ), роз'єднувачі — 2шт.

Перетин існуючих дротів складає 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ-11-2,7 та СНВ 10,5-2, наявні підставні дерев'яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження в тому числі й корозійні, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт.

Траса ПЛ-10кВ Ф-464 від ПС-35/10 "Іванівська" проходить по території смт.Іванівка, с. Українське, с.Семенівка, с.Червоний Прапор. Довжина траси в лісовому масиві складає 3,5 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й смт.Іванівка, с. Українське, с.Семенівка, с.Червоний Прапор, в цілому.

Останній капітальний ремонт ПЛ, під час якого було розчищено трасу ПЛ від порослі дерев, змонтовано 14 траверс, заземлено 3 площадки приводу роз'єднувачів, змонтовано 3 контури заземлення опор з роз'єднувачем, виправлено 18 опор, замінено 13 штирьових ізолятора, перетягнуто 2,25км проводу, замінено 90 в'язок проводу, замінено 3 роз'єднувача, замінено 0,95км проводу та змонтовано 15 стояків опор, був виконаний у 2018 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10кВ Ф-464 від ПС-35/10 "Іванівська", що склав 25,8%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,144%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ «Херсонобленерго» технічного завдання на проектування, власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-464 від ПС-35/10 "Іванівська" у Іванівському районі, Херсонської області, на

суму 4839,59 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- в прогонах опор №89-90, 210-244, 265-275 заміна існуючого дефектного неізольованого проводу марки АС-50 на провід типу АС;
- встановлення додаткових опор в прогонах оп. №290-300; 306-308;
- заміна існуючих ізоляторів на опорах в прогонах оп. №9-27; відг. №12 до КТП-124 оп. №13-26;
- заміна підвісної ізоляції на окремо встановлених опорах №7, 8, 30, 55, 70, 75, 78, 81, 90, 168, 204, 210, 212, 235, 243, 244, 254, 261, 284, 288, 364, 427, 446; відг. №9 до ТП-163 оп. №19, 46, 50, 60, 70, 74;
- заміна лінійних роз'єднувачів Р-68, Р-11, РКТП-161, Р-88.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 2875м проводу на голий провід. Крім того буде замінено та/або встановлено 208 опор, 4 роз'єднувача, 178 траверс та 1000 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$Д = Д_{70} - Д_{50}.$$

$$Д_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

$$Д_{50} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\varphi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

T_{\max} = 6 год. * 365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$Д_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн,}$$

$$Д_{50} = 210 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2927907,36 \text{ грн,}$$

$$Д = 3694740,24 - 2927907,36 = 766832,88 \text{ грн.}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ приходить біля 6 ділянок, яким потрібна реконструкція або заміна при понаднормативних швидкостях вітру та ожеледиці. Вартість ліквідації наслідків стихії на одній ділянці (з урахуванням вартості матеріалів, транспорту (ГКД 34.05.604-2002), виконання робіт (ГКД 24.05.834-98) складає біля 6900 грн.

Економія за рік складає:

$$В_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum В_{\text{стих}} = 41400 * 2,69 = 111366 \text{ грн,}$$

де 2,69 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 160 кВА, кількості ТП - 25 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 160 * 25 * 6 = 24000 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$В_{\text{лік}} = 1,4 * 24000 = 33600 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 3 рази на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік.}} = 3 * 33600 = 100800 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стояків на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	68	шт	3114	211752
Провід сталевалюмінієвий АС-50	0,52	т	71300	37400,42
Ізолятори ШФ-20 Г	204	шт	94,8	19339,2
Траверса ТМ-3	68	шт	675	45900
Всього на матеріали та обладнання :				314391,62

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 440148,26 грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 440148,26/5 = 88029,65 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 88029,65 + 100800 + 111366 = 300195,65 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втрат}} = 32 * 2,69 * 1,4 * 12 = 1446,14 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}};$$

$$V = 300195,65 + 1446,14 = 301641,8 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 766832,88 + 301641,8 = 1068474,68 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{заг}} - V_{\text{звмат}}}{E_{\text{заг}}} = \frac{(4839590 - 22992,1)}{1068474,68} = 4,51 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
4839,59	22,99	1068,47	4,51

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)				
Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
766,833	111,366	100,8	88,030	1,446

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3048.94 тис. грн (без ПДВ).

2.16. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-8412 від ПС-35/10 кВ “Привілля” у Каланчацькому районі Херсонської області

ПЛ-10 кВ Ф-8412 від ПС-35/10 кВ “Привілля” живить 451 споживача, в тому числі: дитячі садки, школи, акушерсько-фельшерський пункт, військове містечко, об’єкти місцевого водопостачання, бази відпочинку, торговельні магазини та ін.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 37,96 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 8,09 км) інв. №009800, введена в експлуатацію у 1969 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: дефектного проводу у кількості 2,82км., дефектних траверс — 36 шт, дефектних та скляних ізоляторів — 530 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ).

Перетин існуючих дротів складає 35 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ-11-2,7 та СНВ 10,5-2, наявні підставні дерев’яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження в тому числі й корозійні, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов’язаного з неможливістю під’їзду спец. техніки до місця виконання робіт.

Траса ПЛ-10 кВ Ф-8412 від ПС-35/10 кВ “Привілля” проходить в кілометровій зоні від узбережжя моря, по території с. Вербове, с. М.Горького, с. Рибальче, с. Хорли, в місцях масового скупчення людей, в безпосередній близькості від забудови (в охоронній зоні знаходяться житлові будинки, пансіонати), має перспективу подальшого завантаження. Довжина траси в лісовому масиві складає 1,12 км. ПЛ живить соціально важливі об’єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, а й комфортні умови відпочинку у літній період значної кількості туристів. Численні пошкодження на ділянках ПЛ, зокрема корозійного

характеру, проводу та траверсної оснастки у тому числі пов'язані із агресивним повітряним середовищем, а саме близькістю до прибережної зони.

Останній капітальний ремонт ПЛ, під час якого було змонтовано 11 траверс, встановлено 33 ізолятора, змонтовано заземлення 11 опор, перетягнуто 1.05км проводу, замінено 18 в'язок проводу та замінено 5,46км проводу, був виконаний у 2019 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10 кВ Ф-8412 від ПС-35/10 кВ "Привілля", що склав 25,7%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,411%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ «Херсонобленерго» технічного завдання на проектування, власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-8412 від ПС-35/10кВ "Привілля" у Каланчацькому районі Херсонської області", на суму 6947,89 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкцію ПЛ-10 кВ Ф-8412 від ПС-35/10 кВ "Привілля" в прогонах оп.№5-56, 168-171, №31-44 відп. №3 до ЗТП-122 з заміною існуючого неізольованого проводу на провід типу АС перерізом 70 та 50мм², а також в прогонах опор №187-222,293-300, 1-1 відг. №8, 1-2 відг. №9 з заміною існуючого неізольованого проводу на провід типу 3хААsXSn 1х50 разом із встановленням додаткових опор, заміною дефектних траверс та ізоляторів, переобладнанням анкерних опор із заміною траверсної оснастки на траверси з підвісною ізоляцією;
- заміна дефектних опор №71, 72, 93-96, 127; відп. №1 оп. №1-2, 7, 15-17, 139, 140, 148, 161-168; відп. №2 оп. №14-16, 264-267; відп. №7 оп. №11, 305, 306;
- заміна роз'єднувачів Р-162, Р-110, Р-20, РКТП-101, РКТП-122;
- встановлення лінійного роз'єднуваа в прогоні опор №151-152;
- демонтаж ПЛ-10кВ в прогоні опор №1-31 відг. №3;
- перепідключення ПЛ-10кВ відг. №3 ПЛ-10кВ Ф-8412 від ПС-35/10кВ "Привілля" від оп. №14 відг. №2.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 4987м проводу на голий провід, 3511м — на ізольований. Крім того буде замінено та/або встановлено 273 опори, 6 роз'єднувачів, 228 траверс та 1154 ізолятора.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу АС-35. Очікуваний дохід від збільшення пропускну здатності однієї ліній дорівнює

$$D = D_{70} - D_{35}.$$
$$D_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

$$D_{35} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\varphi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн,}$$

$$D_{35} = 175 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2439922,8 \text{ грн,}$$

$$D = 3694740,24 - 2439922,8 = 1254817,44 \text{ грн.}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$V_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum V_{\text{стих}} = 41400 * 8,09 = 334926 \text{ грн,}$$

де 8,09 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 160 кВА, кількості ТП - 23 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 160 * 23 * 6 = 22080 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 22080 = 30912 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 5 разів на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік.}} = 5 * 30912 = 154560 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стоек на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	203	шт	3114	632142
Провід сталеалюмінієвий АС-35	1,2	т	27837	33329,8
Ізолятори ШФ-20 Г	609	шт	94,8	57733,2
Траверса ТМ-3	203	шт	675	137025
Всього на матеріали та обладнання :				860230

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 1204322 грн. Капрмонт виконується в середньому раз на

п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 1204322/5 = 240864,4 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 240864,4 + 154560 + 334926 = 730350,4 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втрат}} = 32 * 8,09 * 1,4 * 12 = 4349,18 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}};$$

$$V = 730350,4 + 4349,18 = 734699,58 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 1254817,44 + 734699,58 = 1989517,02 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{заг}} - V_{\text{звмат}}}{E_{\text{заг}}} = \frac{(6947890 - 57579.7)}{1989517,02} = 3,46 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
6947,89	57,58	1989,51	3,46

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)

Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
1254,817	334,926	154,56	240,864	4,349

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 4377.16тис. грн (без ПДВ).

2.17. Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-8304 від ПС-35/10 кВ “Каланчак”

Каланчацького району Херсонської області

ПЛ-10 кВ Ф-8304 від ПС-35/10 кВ “Каланчак” живить 469 споживачів, в тому числі: дитячі садки, школи, амбулаторія загальної практики сімейної медицини, сільський будинок культури, тимчасовий пункт дислокації КЕВ м. Херсона, об’єкти місцевого водо- та газопостачання, торговельні магазини та ін.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 28,699 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 5,93 км) інв. №009797, введена в експлуатацію у 1960 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: дефектних траверс у кількості 82, проводу — 0,51км. дефектних та скляних ізоляторів — 324 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ).

Перетин існуючих дротів складає 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ-11-2,7 та СНВ 10,5-2, наявні підставні дерев’яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження в тому числі й корозійні, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов’язаного з неможливістю під’їзду спец. техніки до місця виконання робіт.

Траса ПЛ-10 кВ Ф-8304 від ПС-35/10 кВ “Каланчак” проходить по території смт. Каланчак, с. Новоалександрівка. Довжина траси в лісовому масиві складає 7 км. ПЛ живить соціально важливі об’єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й смт. Каланчак, с. Новоалександрівка в цілому.

Останній капітальний ремонт ПЛ, під час якого було змонтовано 2 траверси, 6 ізоляторів, заземлення 2 опор, замінено елементи 36 ізоляторів та встановлено 2 роз’єднувача, був виконаний у 2019 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10 кВ Ф-8304 від ПС-35/10 кВ “Каланчак”, що склав 25,3%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,192%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об’єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ «Херсонобленерго» технічного завдання на проєктування, власними силами Товариства, було виготовлено проєктно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-8304 від ПС-35/10кВ "Каланчак" Каланчацького району Херсонської області", на суму 5802,11 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкцію існуючої ПЛ-10 кВ Ф-8304 від ПС-35/10 кВ “Каланчак” в прогонах оп.№128-155; 204-238; №1-13 відп.№9 до ТП-373 із заміною існуючого

неізолюваного проводу на провід типу АС перерізом 50мм², разом із встановленням додаткових опор, заміною дефектних траверс та ізоляторів, переобладнанням анкерних опор із заміною траверсної оснастки на траверси із підвіною ізоляцією;

- винесення прогонів опор №19-28 відп.№4 до КТП-354 з території приватних земельних ділянок споживачів;

- заміну існуючих дефектних та непроєктних ізоляторів та траверсної оснастки на кутових та анкерних опорах в прогонах опор № 2, 6, 17, 28, 42, 55, 56, 80, 92, 102, 103, 113, 120, 167, 171, 184, 202, 241, 247, 251, 254; відп.№3 оп.№2, 16, 17, 38; відп.№4 оп.№5, 17, 35, 49;

- заміну лінійного роз'єднувача Р-34, Р-35, Р-122.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 6243м проводу на голий провід. Крім того буде замінено та/або встановлено 246 опор, 8 роз'єднувачів, 190 траверс та 1116 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу АС-50. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$Д = Д_{70} - Д_{50}.$$

$$Д_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

$$Д_{50} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\varphi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

T_{\max} = 6 год. * 365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$Д_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн.}$$

$$Д_{50} = 210 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2927907,36 \text{ грн.}$$

$$Д = 3694740,24 - 2927907,36 = 766832,88 \text{ грн.}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ приходить біля 6 ділянок, яким потрібна реконструкція або заміна при понаднормативних швидкостях вітру та ожеледиці. Вартість ліквідації наслідків стихії на одній ділянці (з урахуванням вартості матеріалів, транспорту (ГКД 34.05.604-2002), виконання робіт (ГКД 24.05.834-98) складає біля 6900 грн.

Економія за рік складає:

$$В_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum В_{\text{стих}} = 41400 * 5,93 = 245502 \text{ грн.}$$

де 5,93 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 100 кВА, кількості ТП - 23 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 100 * 23 * 6 = 13800 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$В_{\text{лік}} = 1,4 * 13800 = 19320 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 5 разів на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік.}} = 5 * 19320 = 96600 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стоеків на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	149	шт	3114	463986
Провід сталевалюмінієвий АС-50	1,16	т	71300	82447,76
Ізолятори ШФ-20 Г	447	шт	94,8	42375,6
Траверса ТМ-3	149	шт	675	100575
Всього на матеріали та обладнання :				689384,36

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 965138,1 грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 965138,1/5 = 193027,62 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 193027,62 + 96600 + 245502 = 535129,62 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втрат}} = 32 * 5,93 * 1,4 * 12 = 3187,97 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}};$$

$$V = 535129,62 + 3187,97 = 538317,59 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 766832,88 + 538317,59 = 1305150,47 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{заг}} - V_{\text{звмат}}}{E_{\text{заг}}} = \frac{(5802110 - 50590)}{1305150,47} = 4,41 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
5802,11	50,59	1305,15	4,41

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)

Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
766,833	245,502	96,6	193,028	3,188

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3687.39тис. грн (без ПДВ).

2.18. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-8653 від ПС-35/10 кВ “Ключевая” у Каланчацькому районі Херсонської області

ПЛ-10 кВ Ф-8653 від ПС-35/10 кВ “Ключевая” живить 435 споживачів, в тому числі: дитячі садки, школи, амбулаторія загальної практики сімейної медицини, сільський будинок культури, торговельні магазини та ін.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 20,10 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 7,38 км) інв. №009807, введена в експлуатацію у 1963 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: дефектних опор у кількості 49, дефектних траверс — 74, дефектних та скляних ізоляторів — 227 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ).

Перетин існуючих дротів складає 50, 35 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ-11-2,7 та СНВ 10,5-2, наявні підставні дерев'яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження в тому числі й корозійні, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт.

Траса ПЛ-10 кВ Ф-8653 від ПС-35/10 кВ “Ключевая” проходить по території с.Гаврилівка 2-га, с. Бабенівка 1-ша. Довжина траси в лісовому масиві складає 0,91 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й с.Гаврилівка 2-га, с. Бабенівка 1-ша в цілому.

Останній капітальний ремонт ПЛ, під час якого було змонтовано траверсу, заземлення опори, заземлення площадки приводу роз'єднувача, змонтовано контур

заземлення опори з роз'єднувачем, замінено 18 елементів гірлянд ізоляторів та встановлено роз'єднувач, проводився у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10 кВ Ф-8653 від ПС-35/10 кВ "Ключевая", що склав 27,3%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,139%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ «Херсонобленерго» технічного завдання на проєктування, власними силами Товариства, було виготовлено проєктно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-8653 від ПС-35/10кВ "Ключевая" у Каланчацькому районі Херсонської області", на суму 6010,6 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- Заміна проводу:

- від оп. №8 до оп №11 на неізолюваний провід типу АС 50/8;

- від оп. №47п до оп. №84п на неізолюваний провід типу АС 50/8;

- від оп. №11 Ф-8653 до оп. №21 відп. 1 на неізолюваний провід типу АС 50/8;

- Будівництво ПЛЗ 10кВ від оп. №5 до оп. №14 відп.5;

- Демонтаж ПЛ-10кВ від оп. №5 до оп. №9 відп. 5;

- Заміна дефектних траверс та штирьових ізоляторів оп. 32 відп. 1 — 47 відп. 1; оп. 49 відп. 1; оп. 51 відп. 1 — 73 відп. 1, оп. 79 відп.1 — 88 відп. 1;

- Заміна дефектних траверс та натяжних ізоляторів оп. 31 відп. 1, 50 відп. 1, 74 відп. 1, 89 відп. 1, оп. 2, оп. 35, оп. 37, оп. 84, оп. 83, оп. 85, оп. 110, оп. 112, оп. 4 відп. 2, оп. 8 відп. 3, оп. 19 відп. 5, оп. 5 відп. 6, оп. 10 відп. 4, оп. 12 відп. 4, оп. 22 відп. 4, оп. 35 відп. 4;

- Встановлення лінійного роз'єднувача на оп. №1п відп. 1, оп. №4 відп. 2, оп. №51п Ф-8653, оп. 1п відп.5, оп.№85 Ф-8653;

- заміна існуючого проводу ПЛ-0,22кВ Л1 КТП-167 від оп. №1 до оп. №1п3 на самоутримний ізолюваний провід AsXSn;

- заміна існуючого проводу ПЛ-0,38кВ Л1 КТП-127 від оп. №25 до оп. №31, на самоутримний ізолюваний провід AsXSn.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 3639м проводу на голий провід, 340м — на ізолюваний. Крім того буде замінено та/або встановлено 215 опор, 5 роз'єднувачів, 181 траверсу та 650 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу АС-35. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$D = D_{70} - D_{50}.$$

$$D_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

$$D_{50} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\varphi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

T_{\max} . = 6 год. *365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн},$$

$$D_{50} = 210 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2927907,36 \text{ грн},$$

$$D = 3694740,24 - 2927907,36 = 766832,88 \text{ грн}.$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$V_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum V_{\text{стих}} = 41400 * 7,38 = 305532 \text{ грн},$$

де 7,38– довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 160 кВА, кількості ТП - 18 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин невідпуск електроенергії складе:

$$W = 160 * 18 * 6 = 17280 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 17280 = 24192 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 5 разів на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік.}} = 5 * 24192 = 120960 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стояків на 1 км ПЛ 6-10 кВ –25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	185	шт	3114	576090
Провід сталелегатурний АС-50	1,44	т	71300	102607,83
Ізолятори ШФ-20 Г	555	шт	94,8	52614
Траверса ТМ-3	185	шт	675	124875
Всього на матеріали та обладнання :				856186,83

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на

капремонт ПЛ складе 1198661,56 грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 1198661,56/5 = 239732,31 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 239732,31 + 120960 + 305532 = 666224,31 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втрат}} = 32 * 7,38 * 1,4 * 12 = 3967,49 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}};$$

$$V = 666224,31 + 3967,49 = 670191,8 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 766832,88 + 670191,8 = 1437024,68 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{заг}} - V_{\text{звмат}}}{E_{\text{заг}}} = \frac{(6010,6 - 62,9125)}{1437,03} = 4,14 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
6010,60	62,9125	1437,03	4,14

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)

Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
766,833	305,532	120,96	239,732	3,968

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3786.68 тис. грн (без ПДВ).

2.19. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-8545 від ПС-35/10 кВ "Мирное" у Каланчацькому районі, Херсонської області

ПЛ-10 кВ Ф-8545 від ПС-35/10 кВ “Мирное” живить 771 споживача, в тому числі: дитячі садки, школи, амбулаторія загальної практики сімейної медицини, водонапірні башти, торговельні магазини та ін.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 11,92 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 5,96 км) інв. №009809, введена в експлуатацію у 1978 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: дефектних траверс у кількості 5, дефектних та скляних ізоляторів — 12 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ).

Перетин існуючих дротів складає 35 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ-11-2,7 та СНВ 10,5-2, наявні підставні дерев'яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження в тому числі й корозійні, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт.

Траса ПЛ-10 кВ Ф-8545 від ПС-35/10 кВ “Мирное” проходить по території с.Мирне. Довжина траси в лісовому масиві складає 0,7 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й с.Мирне в цілому.

За останні 10 років капітальний ремонт даної ПЛ не проводився. Останнє технічне обслуговування, під час якого було розчищено трасу ПЛ від порослі дерев, проводилось 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10 кВ Ф-8545 від ПС-35/10 кВ “Мирное”, що склав 26,4%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,118%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ «Херсонобленерго» технічного завдання на проєктування, власними силами Товариства, було виготовлено проєктно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-8545 від ПС-35/10кВ "Мирное" у Каланчацькому районі, Херсонської області", на суму 4965,03 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- в РП-10кВ ПС-35/10кВ “Мирное” до опори №24 ПЛ-10кВ Ф-8545 від ПС-35/10кВ “Мирное”, оп. №1-№3 ПЛ-10кВ відп. №1 до ТП-246 Ф-8545 ПС-35/10кВ “Мирное”, оп. №3 - №65 ПЛ-10кВ відп. №2 Ф-8545 ПС-35/10кВ “Мирное” заміна існуючого проводу на неізольований сталевалюмінієвий провід типу АС-50/8, заміна існуючих опор, встановлення додаткових опор для скорочення прогонів;

- будівництво КЛ-10кВ від оп. №37 ПЛ-10кВ Ф-8545 ПС-35/10кВ “Мирное” до оп. №5 ПЛ-10кВ відп. №3 до ТП-243 Ф-8545 ПС-35/10кВ “Мирное”;
- винесення прогону опор №21-22 з території цвинтаря;
- заміна штирьової ізоляції на підвісну на відп. №2 оп. №67, відп. №4 оп. №5, №7, №33, №43;
- встановлення лінійного роз’єднувача на оп. №22а, оп. №1 відп. №4.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 4665м проводу на голий провід, 255м на кабель у зв’язку із проходженням лінії у зонах щільної забудови, порушення охоронної зони, а також для створення можливості проведення технічних обслуговувань лінії. Крім того буде замінено та/або встановлено 142 опори, 6 роз’єднувачів, 123 траверс та 667 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу АС-35. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$D = D_{70} - D_{35}.$$

$$D_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

$$D_{35} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\varphi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн},$$

$$D_{35} = 175 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2439922,8 \text{ грн},$$

$$D = 3694740,24 - 2439922,8 = 1254817,44 \text{ грн}.$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ приходить біля 6 ділянок, яким потрібна реконструкція або заміна при понаднормативних швидкостях вітру та ожеледиці. Вартість ліквідації наслідків стихії на одній ділянці (з урахуванням вартості матеріалів, транспорту (ГКД 34.05.604-2002), виконання робіт (ГКД 24.05.834-98) складає біля 6900 грн.

Економія за рік складає:

$$B_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum B_{\text{стих}} = 41400 * 5,96 = 246744 \text{ грн},$$

де 5,96 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 160 кВА, кількості ТП - 15 шт. під’єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 160 * 15 * 6 = 14400 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$B_{\text{лік}} = 1,4 * 14400 = 20160 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 4 разів на рік. Таким чином,

$$\sum B_{\text{лік}} = 4 * 20160 = 80640 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стоек на 1 км ПЛ 6-10 кВ –25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	149	шт	3114	463986
Провід сталевалюмінієвий АС-35	0,88	т	27837	24554,46
Ізолятори ШФ-20 Г	447	шт	94,8	42375,6
Траверса ТМ-3	149	шт	675	100575
Всього на матеріали та обладнання :				631491,06

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 884087,49 грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 884087,49/5 = 176817,5 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 176817,5 + 80640 + 246744 = 504201,5 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втрат}} = 32 * 5,96 * 1,4 * 12 = 3204,1 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}};$$

$$V = 504201,5 + 3204,1 = 507405,59 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 1254817,44 + 507405,59 = 1762223,03 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{заг}} - V_{\text{звмат}}}{E_{\text{заг}}} = \frac{(4965030 - 42360,7)}{1762223,03} = 2,79 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
4965,03	42,3607	1762,22	2,79

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)				
Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
2254,817	246,744	80,64	176,818	3,204

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3127.97тис. грн (без ПДВ).

2.20. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-8821 від ПС-35/10 кВ “КР.Чабан” у Каланчацькому районі, Херсонської області

ПЛ-10 кВ Ф-8821 від ПС-35/10 кВ “КР.Чабан” живить 344 споживача, в тому числі: блокпост, пункт митного контролю, об’єкти місцевого водопостачання, торговельні магазини та ін.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 21,72 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 4,31 км) інв. №009840, введена в експлуатацію у 1984 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: дефектних траверс у кількості 61, дефектних та скляних ізоляторів — 183 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ).

Перетин існуючих дротів складає 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ-11-2,7 та СНВ 10,5-2, наявні підставні дерев’яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження в тому числі й корозійні, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов’язаного з неможливістю під’їзду спец. техніки до місця виконання робіт та велика довжина ПЛ.

Траса ПЛ-10 кВ Ф-8821 від ПС-35/10 кВ “КР.Чабан” проходить по території с.Преображенка, с. Каїрка. Довжина траси в лісовому масиві складає 0,91 км. ПЛ живить соціально важливі об’єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й с.Преображенка, с. Каїрка в цілому.

Останній капітальний ремонт ПЛ, під час якого було змонтовано 6 траверс, встановлено 21 ізолятор, змонтовано заземлення 6 опор, замінено елементи 27 гірлянд ізоляторів, виправлено 4 опори, виправлено 2 траверси, замінено 9

штирбових ізолятора, замінено 15 в'язок проводу та замінено 2,73км проводу, був виконаний у 2019 році. Останнє технічне обслуговування проводилося у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10 кВ Ф-8821 від ПС-35/10 кВ "КР.Чабан", що склав 26,5%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,148%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ «Херсонобленерго» технічного завдання на проєктування, власними силами Товариства, було виготовлено проєктно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-8821 від ПС-35/10кВ "КР.Чабан" у Каланчацькому районі, Херсонської області", на суму 3777,75 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- в прогоні опор №96–166 встановлення додаткових опор, заміна дефектних опор, заміна дефектних траверс та ізоляторів, переобладнання анкерних опор із заміною траверсної оснастки на траверси з підвісною ізоляцією. Заміна проводу марки АС на АС-70/11 від оп. №96 до оп. №166;

- реконструкція опор №48, 54, 56, 58, 83; відп. №1 оп. №1, 6, 12, 18, 20, 33, 34, 35, 46; відп. №5. оп. №1,3; відп. №6 оп. №6, 7, 10; відп. №7 оп. №6; відп. №8 оп. №2, 6, 8.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 4529м проводу на голий провід. Крім того буде замінено та/або встановлено 147 опори, 9 роз'єднувачів, 128 траверс та 715 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу АС-50. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$D = D_{70} - D_{50}.$$
$$D_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$
$$D_{50} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\phi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн,}$$

$$D_{50} = 210 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2927907,36 \text{ грн,}$$

$$D = 3694740,24 - 2927907,36 = 766832,88 \text{ грн.}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$V_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum V_{\text{стих}} = 41400 * 4,31 = 178434 \text{ грн.}$$

де 4,31 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 100 кВА, кількості ТП - 9 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 100 * 9 * 6 = 5400 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 5400 = 7560 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 5 разів на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік.}} = 5 * 7560 = 37800 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стоек на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	108	шт	3114	336312
Провід сталелегуючий АС-50	0,84	т	71300	59924,09
Ізолятори ШФ-20 Г	324	шт	94,8	30715,2
Траверса ТМ-3	108	шт	675	72900
Всього на матеріали та обладнання :				499851,29

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 699791,8 грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 699791,8 / 5 = 139958,36 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 139958,36 + 37800 + 178434 = 356192,36 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втрат}} = 32 * 4,31 * 1,4 * 12 = 2317,06 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}};$$

$$V = 356192,36 + 2317,06 = 358509,42 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 766832,88 + 358509,42 = 1125342,3 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{заг}} - V_{\text{звмат}}}{E_{\text{заг}}} = \frac{(3777750 - 36737,1)}{1125342,3} = 3,32 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
3777,75	36,7371	1125,34	3,32

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)

Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
766,833	178,434	37,8	139,958	2,317

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2379.98 тис. грн (без ПДВ).

2.21. Реконструкція ПЛ-6кВ Ф-84 від ПС-35/10/6 "Каховка" у м.Каховка, Херсонської області

ПЛ-6кВ Ф-84 від ПС-35/10/6 "Каховка" живить 1740 споживачів, в тому числі: багатоквартирні житлові будинки, котельні, прокуратура, торговельні магазини та ін.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 2,5 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 0,29 км) інв. №010724, введена в експлуатацію у 1979 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: дефектних опор у кількості 7, дефектних та непроєктних траверс — 6 шт, дефектних та скляних ізоляторів — 36 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ).

Перетин існуючих дротів складає 50 мм², існуючий тип опор на стійках СВ 10,5. Одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт, розташування в безпосередній близькості від забудови (в охоронній зоні знаходяться житлові будинки та інші будівлі) та проходження лінії у парковій зоні, де з боку міськради забороняється розчистка лінії (або не надається відповідний дозвіл).

Траса ПЛ-6кВ Ф-84 від ПС-35/10/6 "Каховка" проходить по території м.Каховка. Довжина траси в лісовому масиві складає 2,5 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й м.Каховка в цілому.

Останній капітальний ремонт ПЛ, під час якого було змонтовано заземлення опори та площадки приводу роз'єднувача, доведено опір контуру заземлення опори до нормативного значення, змонтовано заземлення металоконструкцій 3 опор, замінено 6 гірлянд ізоляції, замінено 2 штирьових ізолятора, перетягнуто 0,3км проводу та встановлено роз'єднувач, був виконаний у 2017 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-6кВ Ф-84 від ПС-35/10/6 "Каховка", що склав 28,2%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,029%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ «Херсонобленерго» технічного завдання на проєктування, власними силами Товариства, було виготовлено проєктно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-6кВ Ф-84 від ПС-35/10/6 "Каховка" у м. Каховка, Херсонської області", на суму 1360,38 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., згідно якої передбачено наступний обсяг робіт:

1. Демонтаж стояків опор №1-№2 та №4-№6 Л-84 ПЛ-6 кВ РП-6 кВ ПС-35/10/6 кВ "Каховка" (демонтаж стояка опори №3 було передбачено іншим проєктом, а саме при виконанні реконструкції лінії реконструкції лінії Л-85 ПЛ-6 кВ РП-6 кВ ПС-35/10/6 кВ "Каховка").

2. Перевлаштування лінії Ф-84 ПЛ-6 кВ ПС-35/10/6 кВ “Каховка” у КЛ-6 кВ, шляхом демонтажу існуючих проводів ПЛ-6 кВ від стояка опори №1 до стояка опори №6 та будівництва нової КЛ-6 кВ від комірки №5 лінії Ф-84 РП-6 кВ ПС-35/10/6 кВ “Каховка” до стояка опори №6.

3. Заміна існуючого стояка опори №6 Ф-84 ПЛ-6 кВ РП-6 кВ ПС-35/10/6 кВ “Каховка” на стояка опори, що проєктується, з роз’єднувачем та кінцевими кабельними муфтами.

4. Розрахунок максимальних струмів короткого замикання ліній Ф-84 РП-6 кВ ПС-35/10/6 кВ “Каховка”.

5. Вибір і перевірка кабелів та екранів КЛ-6 кВ, що проєктується.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 308м проводу на кабель АПвЗгПу-10 1x150/70 у зв’язку із проходженням лінії у зонах щільної забудови, порушення охоронної зони, а також для створення можливості проведення технічних обслуговувань лінії. Крім того буде замінено та/або встановлено 2 опори, 1 роз’єднувач, 1 траверса та 4 ізолятора.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу АС-50. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї ліній дорівнює

$$Д = Д_{70} - Д_{50}.$$

$$Д_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

$$Д_{50} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\phi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$Д_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн,}$$

$$Д_{50} = 210 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2927907,36 \text{ грн,}$$

$$Д = 3694740,24 - 2927907,36 = 766832,88 \text{ грн.}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$В_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum В_{\text{стих}} = 41400 * 0,29 = 12006 \text{ грн,}$$

де 0,29 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 400 кВА, кількості ТП - 8 шт. під’єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 400 * 8 * 6 = 19200 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$В_{\text{лік}} = 1,4 * 19200 = 26880 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 3 рази на рік. Таким чином,

$$\Sigma V_{\text{лік.}} = 3 * 26880 = 80640 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стоеків на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	8	шт	3114	24912
Провід сталевалюмінієвий АС-35	0,06	т	71300	4032,02
Ізолятори ШФ-20 Г	24	шт	94,8	2275,2
Траверса ТМ-3	8	шт	675	5400
Всього на матеріали та обладнання :				36619,22

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 51266,9 грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 51266,9/5 = 10253,38 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 10253,38 + 80640 + 12006 = 102899,38 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втр}} = 32 * 0,29 * 1,4 * 12 = 155,9 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втр}};$$

$$V = 102899,38 + 155,9 = 103055,28 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 155,9 + 103055,28 = 869888,16 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{заг}} - V_{\text{звмат}}}{E_{\text{заг}}} = \frac{(1360380 - 2550,1)}{869888,16} = 1,56 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
1360,38	2,5501	8698,88	1,56

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)				
Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
766,833	12,006	80,64	10,253	0,156

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 620.83 тис. грн (без ПДВ).

2.22. Реконструкція ПЛ-6кВ Ф-85 від ПС-35/10/6 "Каховка" у м.Каховка, Херсонської області

ПЛ-6кВ Ф-85 від ПС-35/10/6 "Каховка" живить 1575 споживачів, в тому числі: пожежна частина, об'єкти місцевого водопостачання та каналізації, багатоквартирні житлові будинки, торговельні магазини та ін.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 12,41 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 0,26 км) інв. №010721, введена в експлуатацію у 1983 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: дефектних опор у кількості 6, дефектних та непроєктних траверс — 8 шт, дефектних та скляних ізоляторів — 36 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ).

Перетин існуючих дротів складає 50 мм², існуючий тип опор на стійках СВ 10,5, Одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт, розташування в безпосередній близькості від забудови (в охоронній зоні знаходяться житлові будинки та інші будівлі) та проходження лінії у парковій зоні, де з боку міськради забороняється розчистка лінії (або не надається відповідний дозвіл).

Траса ПЛ-6кВ Ф-85 від ПС-35/10/6 "Каховка" проходить по території м.Каховка. Довжина траси в лісовому масиві складає 12,41 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й м.Каховка в цілому.

Останній капітальний ремонт, під час якого було змонтовано заземлення 12 опор, замінено 66 штирьових ізоляторів, перетягнуто 1,3км проводу та замінено 60

в'язок проводу, був виконаний у 2018 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-6кВ Ф-85 від ПС-35/10/6 "Каховка", що склав 28,3%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,03%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ «Херсонобленерго» технічного завдання на проєктування, власними силами Товариства, було виготовлено проєктно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-6кВ Ф-85 від ПС-35/10/6 "Каховка" у м. Каховка, Херсонської області", на суму 1440,0 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

1.1 Демонтаж стояків опор №1-№3, №4-№6 (№4, №5 з приватної території) Л-85 ПЛ-6 кВ РП-6 кВ ПС-35/10/6 кВ "Каховка".

1.2 Перевлаштування лінії Л-85 ПЛ-6 кВ РП-6 кВ ПС-35/10/6 кВ "Каховка" у КЛ-6 кВ, шляхом демонтажу існуючих проводів ПЛ-6 кВ від стояка опори №1 до стояка опори №6 та будівництва нової КЛ-6 кВ від комірки №9 лінії Л-85 ПЛ-6 кВ РП-6 кВ ПС-35/10/6 кВ "Каховка" до стояка опори №6.

1.3 Заміна існуючого стояка опори №6 Л-85 ПЛ-6 кВ РП-6 кВ ПС-35/10/6 кВ "Каховка" на стояк опори, що проєктується, з роз'єднувачем та кінцевими кабельними муфтами.

1.4 Розрахунок максимальних струмів короткого замикання лінії Л-85 ПЛ-6 кВ РП-6 кВ ПС-35/10/6 кВ "Каховка".

1.5 Вибір і перевірка кабелів та екранів КЛ-6 кВ, що проєктується.

Також проєктом передбачений винос мереж 0,38 з приватної території, що зумовлено сумісним підвісом цих мереж на опорах ПЛ-6кВ Л-85, що демонтуються.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 79м проводу на ізольований, 271м - на кабель у зв'язку із проходженням лінії у зонах щільної забудови, порушення охоронної зони, а також для створення можливості проведення технічних обслуговувань лінії. Крім того буде замінено та/або встановлено 6 опор, 1 роз'єднувач, 2 траверси та 6 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу АС-50. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$D = D_{70} - D_{50}.$$
$$D_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

$$D_{50} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\varphi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн,}$$

$$D_{50} = 210 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2927907,36 \text{ грн,}$$

$$D = 3694740,24 - 2927907,36 = 766832,88 \text{ грн.}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$V_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum V_{\text{стих}} = 41400 * 0,26 = 10764 \text{ грн,}$$

де 0,26 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 320 кВА, кількості ТП - 14 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 320 * 14 * 6 = 26880 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 26880 = 37632 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 3 разів на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік}} = 3 * 37632 = 112896 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стоек на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	7	шт	3114	21798
Провід сталевалюмінієвий АС-50	0,05	т	71300	3614,91
Ізолятори ШФ-20 Г	21	шт	94,8	1990,8
Траверса ТМ-3	7	шт	675	4725
Всього на матеріали та обладнання :				32128,71

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 44980,19 грн. Капрмонт виконується в середньому раз на

п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 44980,19/5 = 8996,04 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 8996,04 + 112896 + 10764 = 132656,04 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втрат}} = 32 * 0,26 * 1,4 * 12 = 139,78 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}};$$

$$V = 132656,04 + 139,78 = 132795,81 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 766832,88 + 132795,81 = 899628,69 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{заг}} - V_{\text{звмат}}}{E_{\text{заг}}} = \frac{(1440000 - 2267,9)}{899628,69} = 1,6 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
1440,00	2,2679	8996,28	1,6

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)

Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
766,833	10,764	112,896	8,996	0,140

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 624.75 тис. грн (без ПДВ).

2.23. Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-454 від ПС-35/10 кВ “Степова” Нижньосірогозького району, Херсонської області

ПЛ-10 кВ Ф-454 від ПС-35/10 кВ “Степова” живить 470 споживачів, в тому числі: школа, дитячий садок, амбулаторія, фельдшерсько-акушерський пункт, артезіанські свердловини, торговельні магазини та ін.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 24,554 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 2,28 км) інв. №011873, введена в експлуатацію у 1975 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: дефектних опор у кількості 8 шт, траверс — 12 шт, дефектних та скляних ізоляторів — 48 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ).

Перетин існуючих дротів складає 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ 11-2,7, СНВ 10,5-2, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження в тому числі й корозійні, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт та велика довжина ПЛ.

Траса ПЛ-10 кВ Ф-454 від ПС-35/10 кВ “Степова” в основному проходить поза межами населених пунктів та по території с.Н.Торгаї та с.Заповітне. Довжина траси в лісовому масиві складає 3,25 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й с. Н.Торгаї та с. Заповітне в цілому.

Останній капітальний ремонт ПЛ, під час якого було змонтовано 14 траверс, заземлено 4 площадки приводу роз'єднувачів, замінено елементи 6 гірлянд ізоляторів, замінено 6 гірлянд ізоляторів, виправлено 12 опор, перетягнуто 3 км проводу, замінено 90 в'язок проводу, відремонтовано 3 роз'єднувача та змонтовано 3 стояка опор, був виконаний у 2019 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10 кВ Ф-454 від ПС-35/10 кВ “Степова”, що склав 27,5%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,368%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, на виконання затвердженого АТ «Херсонобленерго» технічного завдання на проєктування власними силами Товариства, було виготовлено проєктно-кошторисну документацію “Реконструкція ПЛ 10 кВ Ф-454 від ПС-35/10 кВ “Степова” Нижньосірогозького району, Херсонської області”, на суму 1595,25 тис. грн (без ПДВ), затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція існуючої ПЛ-10кВ Ф-454 з винесенням прогону опор №216-233 з приватних земельних ділянок споживачів;
 - демонтаж існуючої ПЛ-10кВ Ф-454 в прогоні опор №216-233;
 - встановлення додаткових опор, заміна дефектних опор, дефектних траверс та ізоляторів в прогоні опор №7-15 відг. 4 ПЛ-10кВ Ф-454;
 - заміна існуючих траверс в погоні опор №1-3 відг. 5 до ТП-192 ПЛ-10кВ Ф-454 та на опори №37п2 відг. 4 до ТП-19 ПЛ-10кВ Ф-454;
 - перепідключення існуючої ПЛ-10кВ Ф-454 відг. 4 від опори №55 до опори №59 ПЛ-10кВ Ф-454 відг.4;
 - демонтаж існуючої ПЛ-10кВ Ф-454 відг. 4 в прогоні опор №55-59 ПЛ-10кВ Ф-454 відг.4;
 - встановлення додаткової опори з лінійним роз'єднувачем в прогоні опор №123-124, демонтаж лінійного роз'єднувача Р-152 на опори №123 ПЛ-10кВ Ф-454.
- В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 1229м проводу на голий провід. Крім того буде замінено та/або встановлено 57 опор, 1 роз'єднувач, 17 траверс та 265 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу АС-50. Очікуваний дохід від збільшення пропускну здатності однієї лінії дорівнює

$$Д = Д_{70} - Д_{50}.$$

$$Д_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

$$Д_{50} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\phi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

T_{\max} = 6 год. * 365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$Д_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн},$$

$$Д_{50} = 210 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2927907,36 \text{ грн},$$

$$Д = 3694740,24 - 2927907,36 = 766832,88 \text{ грн}.$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$В_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum В_{\text{стих}} = 41400 * 2,28 = 66240 \text{ грн},$$

де 2,28 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 160 кВА, кількості ТП - 14 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 160 * 14 * 6 = 13440 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 13440 = 18816 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 5 разів на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік.}} = 5 * 18816 = 94080 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стоеків на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стойки (СВ 10,5-5)	40	шт	3114	124560
Провід сталелегюмінієвий АС-35	0,31	т	27837	22245,6
Ізолятори ШФ-20 Г	120	шт	94,8	11376
Траверса ТМ-3	40	шт	675	27000
Всього на матеріали та обладнання :				185181,6

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 259254,24 грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 259254,24/5 = 51850,85 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 51850,85 + 94080 + 66240 = 212170,85 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втрат}} = 32 * 2,28 * 1,4 * 12 = 860,16 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}};$$

$$V = 212170,85 + 860,16 = 213031,01 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 766832,88 + 213031,01 = 979863,89 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{ок} = \frac{K_{заг} - B_{звмат}}{E_{заг}} = \frac{(1595250 - 13628)}{979863,89} = 1,61 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
1595,25	13,628	9798,63	1,61

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)

Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
766,833	66,24	94,08	51,851	0,86

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1005 тис. грн (без ПДВ).

2.24. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-612 від ПС-154/35/10 "Новотроїцька" у смт. Новотроїцьке, Херсонської області

ПЛ-10кВ Ф-612 від ПС-154/35/10 "Новотроїцька" живить 1437 споживачів, в тому числі: центр зайнятості (споживач II категорії), Новотроїцька центральна районна лікарня, тубдиспансер, школа, дитячий садок, об'єкти місцевого водопостачання та каналізації, торговельні магазини та ін.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 12,41 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 6,20 км) інв. №012509, введена в експлуатацію у 1975 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: дефектних опор у кількості 17, дефектних траверс — 107 шт, дефектних та скляних ізоляторів — 288 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ).

Перетин існуючих дротів складає 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ 11-2,7, СНВ 10,5-2, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження в тому числі й корозійні, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт.

Траса ПЛ-10кВ Ф-612 від ПС-154/35/10 "Новотроїцька" проходить по території смт.Новотроїцьке. Довжина траси в лісовому масиві складає 2,5 км. ПЛ

живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й смт.Новотроїцьке в цілому.

Останній капітальний ремонт, під час якого було змонтовано траверсу, встановлено 3 ізолятора, змонтовано заземлення металоконструкцій 6 опор, замінено елементи 6 гірлянд ізоляторів, замінено 6 гірлянд ізоляторів, перетягнуто 0,36км проводу, замінено 3 в'язки проводу та змонтовано стояк опори, був виконаний у 2018 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10кВ Ф-612 від ПС-154/35/10 "Новотроїцька", що склав 29,4%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,389%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ «Херсонобленерго» технічного завдання на проектування, власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-612 від ПС-150/35/10 "Новотроїцька" смт.Новотроїцьке Херсонської області", на суму 7992,4 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна кабельного вводу виконаного кабелем ААШВ-70 від РП-10кВ ПС-154/35/10кВ "Новотроїцька" до проектуємої оп. №1 ПЛ-10кВ Ф-612 на кабель АПВЗгаПу-10 1x150/50 довжиною 129м;

- будівництво ПЛ-10кВ від проектуємої оп.№1 ПЛ-10кВ Ф-612 до оп. №3 ПЛ-10кВ Ф-612;

- заміна проводу, дефектних опор, дефектних траверс та ізоляторів, переобладнання анкерних опор із заміною траверсної оснастки на траверси з підвісною ізоляцією в проміжках опор №-№11, №15-№19, №28-№46, №68-№110; відг. до КТП-485 оп. №33-№1; відг. до КТП-229 оп. №67- №2; відг. до КТП-211 оп. №41-оп.№1-оп.№39;

- відновлення кільцюючої перемички ПЛ-10кВ Ф-612 з ПЛ-10кВ Ф-614 від ПС-154/35/10кВ "Новотроїцька";

- винесення опори №25 відг. до КТП-218 з приватної земельної ділянки;

- повна заміна опор з встановленням підвісних ізоляторів №55, №57; відп. на КТП-218 оп. №11, №17, №18; відп. на КТП-481а оп. №4; відп. на КТП-227 оп. №2; відп. на КТП-218 оп. №1, №17; відп. на КТП-226 оп. №5, №13; відп. на КТП-510 оп. №4 ПЛ-10кВ Ф-612 від ПС-154/35/10кВ "Новотроїцька";

- повна заміна опор з встановленням штирьової ізоляції №12-№14, №14, №20-25, №48, №50, №53-№54, №58; відп. На КТП-227 оп.№1; відп. На КТП-510 оп. №1 ПЛ-10кВ Ф-612 від ПС-154/35/10кВ "Новотроїцька";

- заміна існуючих траверс на траверси зі штирьовою ізоляцією на опорах №47, №49, №51, №52; відп. на КТП-223 оп. №1;
- заміна існуючих ізоляторів на ізолятори типу типу ШФ-20Г на опорах №62, №63, 365;
- заміна підвісних ізоляторів на опорах №116, №117, №118;
- заміна лінійних роз'єднувачів Р-10 на оп. №11, Р-1 на оп. №1 відг. до КТП-226;
- встановлення лінійних роз'єднувачів на проектуємій опорі №1 ПЛ-10кВ Ф-612 та на оп. №1 відп. на КТП-211.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 3794м проводу на голий провід, 2604м — на ізольований. Крім того буде замінено та/або встановлено 243 опори, 15 роз'єднувачів, 212 траверс та 1395 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу АС-50. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$D = D_{70} - D_{50}.$$

$$D_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

$$D_{50} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\varphi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн,}$$

$$D_{50} = 210 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2927907,36 \text{ грн,}$$

$$D = 3694740,24 - 2927907,36 = 766832,88 \text{ грн.}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$V_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum V_{\text{стих}} = 41400 * 6,2 = 256680 \text{ грн,}$$

де 6,2 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 160 кВА, кількості ТП - 30 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 160 * 60 * 6 = 28800 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 28800 = 40320 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 4 разів на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік.}} = 4 * 40320 = 161280 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стоеків на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стойки (СВ 10,5-5)	155	шт	3114	482670
Провід сталелегюмінєвий АС-35	1,21	т	27837	86201,7
Ізолятори ШФ-20 Г	465	шт	94,8	44082
Траверса ТМ-3	155	шт	675	104625
Всього на матеріали та обладнання :				717578,7

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 1004610,18 грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 1004610,18/5 = 200922,04 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 200922,04 + 40320 + 256680 = 618882,04 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втраг}} = 32 * 6,2 * 1,4 * 12 = 3333,12 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втраг}};$$

$$V = 618882,04 + 3333,12 = 622215,16 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 766832,88 + 622215,16 = 1389048,04 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{заг}} - V_{\text{звмат}}}{E_{\text{заг}}} = \frac{(7992400 - 52808,5)}{1389048,04} = 5,72 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
7992,40	52,8085	1389,04	5,72

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)				
Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через неповідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
766,833	256,68	161,28	200,922	3,333

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 4635.59 тис. грн (без ПДВ).

2.25. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-616 від ПС-154/35/10 “Новотроїцька”, Новотроїцького району, Херсонської області

ПЛ-10кВ Ф-616 від ПС-154/35/10 "Новотроїцька" живить 202 споживача, в тому числі: фельдшерсько-акушерський пункт, школи, дитячий садок, об'єкти місцевого водопостачання, торговельні магазини та ін.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 45,73 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 5,2 км) інв. №012541, введена в експлуатацію у 1959 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: дефектних опор у кількості 29, дефектних траверс — 33 шт, дефектних та скляних ізоляторів — 60 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ).

Перетин існуючих дротів складає 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ 11-2,7, СНВ 10,5-2, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження в тому числі й корозійні, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт та велика довжина ПЛ.

Траса ПЛ-10кВ Ф-616 від ПС-154/35/10 "Новотроїцька" в основному проходить поза межами населених пунктів та живить с. Благовіщенка, с. Захарівка, с. Заозерне. Довжина траси в лісовому масиві складає 0,5 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й с. Благовіщенка, с. Захарівка, с. Заозерне в цілому.

Останній капітальний ремонт ПЛ, під час якого було виправлено 10 опор, перетягнуто 9,8км проводу, змонтовано 1 траверсу, був виконаний у 2016 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10кВ Ф-616 від ПС-150/35/10 “Новотроїцька”, що склав 27,4%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,073%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об’єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ «Херсонобленерго» технічного завдання на проєктування, власними силами Товариства, було виготовлено проєктно-кошторисну документацію “Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-616 від ПС-154/35/10 “Новотроїцька”, Новотроїцького району, Херсонської області”, на суму 5055,48 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

1) заміна кабельного виходу виконаного кабелем ААШВ-70 від РП-10кВ ПС-154/35/10кВ “Новотроїцька” до оп. №3 ПЛ-10кВ Ф-616 від ПС-154/35/10кВ “Новотроїцька” на кабель АпвЗгаПу-10 1х95/50 довжиною 162м;

2) у прогонах опор №1-№54 ПЛ-10кВ Ф-616 від ПС-154/35/10кВ “Новотроїцька” заміна існуючого неізольованого проводу марки АС-50/8 на провід типу АС-50/8 із заміною дефектних опор, траверс та ізоляторів;

3) заміна окремих опор ПЛ-10кВ Ф-616 від ПС-154/35/10кВ “Новотроїцька”: №66, №77, №85, №114, №115, №125, №34 відп. На ТП-254;

4) заміна існуючих траверс на опорах ПЛ-10кВ Ф-616 від ПС-ПС-154/35/10кВ “Новотроїцька”: №132, №141, №152, №306, №33 відп. на ТП-254, заміна існуючої надставки на опорі №119;

5) заміна штирьової ізоляції на підвісню на опорах ПЛ-10кВ Ф-616 від ПС-154/35/10кВ “Новотроїцька”: №83, №84, №85, №102, №117, №150, №153, №154, №167, №226, №249, №267, №283, №292, №295, №298 та №5, №24, №30, №49, №51 відп. На ТП-254;

6) заміна існуючих дефектних штирьових ізоляторів на ізолятори типу ШФ-20 на окремих опорах ПЛ-10кВ Ф-616 від ПС-154/35/10кВ “Новотроїцька”: №73, №79, №88, №103, №116, №152, №167, №200, №201, №227, №311, №26, №28, №337;

7) заміна лінійних роз’єднувачів ПЛ-10кВ Ф-616 від ПС-154/35/10кВ “Новотроїцька”: Р-48 на опорі №22 відп. На ТП-254;

8) встановлення лінійного роз’єднувача на опорі ПЛ-10кВ Ф-616 від ПС-154/35/10кВ “Новотроїцька”: №1, №60, №305.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 3612м проводу на голий провід. Крім того буде замінено та/або встановлено 148 опор, 5 роз’єднувачів, 110 траверс та 738 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу АС-50. Очікуваний дохід від збільшення пропускнуої здатності однієї лінії дорівнює

$$D = D_{70} - D_{50}.$$

$$D_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

$$D_{50} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\phi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн,}$$

$$D_{50} = 210 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2927907,36 \text{ грн,}$$

$$D = 3694740,24 - 2927907,36 = 766832,88 \text{ грн.}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$V_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum V_{\text{стих}} = 41400 * 5,2 = 215280 \text{ грн,}$$

де 5,2 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 100 кВА, кількості ТП - 11 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин невідпуск електроенергії складе:

$$W = 100 * 11 * 6 = 6600 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 6600 = 9240 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 3 разів на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік.}} = 3 * 9240 = 27720 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стояків на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	130	шт	3114	404820
Провід сталевалюмінієвий АС-35	1,01	т	27837	72298,2
Ізолятори ШФ-20 Г	390	шт	94,8	36972
Траверса ТМ-3	130	шт	675	87750
Всього на матеріали та обладнання :				601840,2

--	--

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 842576,28 грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 842576,28/5 = 168515,26 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 168515,26 + 27720 + 215280 = 411515,26 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втр}} = 32 * 5,2 * 1,4 * 12 = 2795,52 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втр}};$$

$$V = 411515,26 + 2795,52 = 414310,78 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 766832,88 + 414310,78 = 1181143,66 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{заг}} - V_{\text{звмат}}}{E_{\text{заг}}} = \frac{(5055480 - 44291)}{1181143,66} = 4,24 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
5055,48	44,291	1181,14	4,24

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)

Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
766,833	215,28	27,72	168,515	2,796

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2932.17 тис. грн (без ПДВ).

2.26. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1905 від ПС-35/10 кВ “Лісна” Олешківського району, Херсонської області

ПЛ-10кВ Ф-1905 від ПС-35/10 кВ “Лісна” живить 624 споживача, в тому числі: фельдшерські пункти, об’єкти місцевого водо- та газопостачання, торговельні магазини та ін.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 26,7 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 6,86 км) інв. №006163, введена в експлуатацію у 1977 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: дефектних опор у кількості 13, дефектних траверс — 86 шт, дефектних та скляних ізоляторів — 1206 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ).

Перетин існуючих дротів складає 35, 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ 11-2,7, СНВ 10,5-2, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження в тому числі й корозійні, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт та велика довжина ПЛ.

Траса ПЛ-10кВ Ф-1905 від ПС-35/10 кВ “Лісна” в основному проходить по за межами населених пунктів та живить с. Солонці. Довжина траси в лісовому масиві складає 7 км. ПЛ живить соціально важливі об’єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й с. Солонці в цілому.

Останній капітальний ремонт, під час якого було заземлено 2 площадки приводу роз’єднувача, змонтовано контури заземлення 2 опор з роз’єднувачами, доведено опір контуру заземлення 6 опор до нормативного значення, перетягнуто 0,6км проводу та встановлено 2 роз’єднувача, був виконаний у 2020 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10кВ Ф-1905 від ПС-35/10 кВ “Лесная”, що склав 26,2%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,201%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об’єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ «Херсонобленерго» технічного завдання на проєктування, власними силами Товариства, було виготовлено проєктно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1905 від ПС-35/10 кВ "Лісна" Олешківського району.

Херсонської області", на суму 4454,15 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- в прогоні опор №8-12, 75-78; відг. до КТП-67 оп. №81-85 заміна існуючого неізольованого проводу марки АС-35/6,2, АС-50/8 на провід типу АС-70/11, заміна дефектних опор, заміна дефектних траверс та ізоляторів, переобладнання анкерних опор із заміною траверсної оснастки на траверси з підвісною ізоляцією;
- заміна дефектних опор в прогоні оп. №27-31 відг. на ТП-21-31 відг. на ТП-21 разом із заміною окремих опор №5, 10, 34, 53, 63, 72, 74, 145, 146, відг. на ТП-21 оп. №16, 20, відг. на ТП-67 оп. №89;
- винесення прогонів опор №12-19, 77-84, 119-126, відг. до КТП-67 оп. №102 з приватних земельних ділянок споживачів;
- встановлення додаткових опор в прогонах оп. №45-53, 101-105, відг. на РП-78 оп. №1-12, відг. до КТП-67 оп. №46-48;
- заміна дефектних траверс в прогонах опор №20-34, 36-38, 73-75, 87-89, 108-110, 123-127, 134-135, відг. до ТП-21 оп. №16-35, відг. до РП-78 оп. №1-11, разом із заміною на окремих оп. №5, 9, 12, 15, 17, 19, 43, 45, 52, 53, 60, 64, 78, 83, 104, 119, 121, 139, 146, відг. на ТП-67 оп. №45;
- заміна дефектних ізоляторів в прогоні опор №53-74, разом із заміною на окремій опорі №33;
- заміна лінійного роз'єднувача Р-125.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 2006м проводу на голий провід, 191м — на ізольований. Крім того буде замінено та/або встановлено 143 опори, 4 роз'єднувача, 144 траверси та 936 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу АС-35. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$D = D_{70} - D_{35}.$$

$$D_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

$$D_{35} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\phi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн,}$$

$$D_{35} = 175 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2439922,8 \text{ грн,}$$

$$D = 3694740,24 - 2439922,8 = 1254817,44 \text{ грн.}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$B_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum B_{\text{стих}} = 41400 * 6,86 = 284004 \text{ грн,}$$

де 6,86– довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 160 кВА, кількості ТП - 29 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 160 * 29 * 6 = 27840 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 27840 = 38976 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 5 разів на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік.}} = 5 * 38976 = 194880 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стоек на 1 км ПЛ 6-10 кВ –25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	172	шт	3114	535608
Провід сталевалюмінієвий АС-35	1,02	т	27837	28262,35
Ізолятори ШФ-20 Г	516	шт	94,8	48916,8
Траверса ТМ-3	172	шт	675	116100
Всього на матеріали та обладнання :				728887,15

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 1020442,01 грн. Капрмонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 1020442,01/5 = 204088,4 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 204088,4 + 194880 + 284004 = 682972,4 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втр}} = 32 * 6,86 * 1,4 * 12 = 3687,94 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втр}};$$

$$B = 682972,4 + 3687,94 = 686660,34 \text{ грн};$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + B;$$

$$E_{\text{заг}} = 1254817,44 + 686660,34 = 1941477,78 \text{ грн}.$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{заг}} - B_{\text{звмат}}}{E_{\text{заг}}} = \frac{(4454150 - 48810,8)}{1941477,78} = 2,27 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
4454,15	48,8108	1664,51	2,27

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)

Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
1254,817	284,004	194,88	204,088	3,688

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2806.11 тис. грн (без ПДВ).

2.27. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-74 від ПС-150/35/10 кВ “Виноградовская” Олешківського району, Херсонської області

ПЛ-10кВ Ф-74 від ПС-150/35/10 кВ “Виноградовская” живить 1049 споживачів, в тому числі: школа, дитячий садок, пожежна частина, об’єкти місцевого водопостачання, торговельні магазини та ін.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 13,38 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 5,23 км) інв. №006190, введена в експлуатацію у 1978 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: дефектних опор у кількості 3 шт, дефектного проводу — 5 км., дефектних траверс — 12 шт, дефектних та скляних ізоляторів — 159 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ).

Перетин існуючих дротів складає 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ 11-2,7, СНВ 10,5-2, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження в тому числі й корозійні, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем -

відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт.

Траса ПЛ-10кВ Ф-74 від ПС-150/35/10 кВ “Виноградовская” проходить по території с. Виноградово. Довжина траси в лісовому масиві складає 6,3 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й с. Виноградово в цілому.

Останній капітальний ремонт, під час якого було замінено ділянку ПЛ на кабель, був виконаний у 2018 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10кВ Ф-74 від ПС-150/35/10 кВ “Виноградовская”, що склав 26,8%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,141%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ «Херсонобленерго» технічного завдання на проектування, власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-74 від ПС-150/35/10 кВ "Виноградовская" Олешківського району, Херсонської області, на суму 6754,36 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна кабельного вводу виконаного кабелем ААБЗ-95 від РП-10кВ ПС-150/35/10кВ “Виноградовская” до оп. №1 ПЛ-10кВ Ф-74 від ПС-150/35/10кВ “Виноградовская” на кабель АпвЗгаПу-10 1x120/70 довжиною 239м;

- заміна проводу, дефектних опор, дефектних траверс та ізоляторів, переобладнання анкерних опор із заміною траверсної оснастки на траверси з підвісною ізоляцією в проміжках опор №13-25; 58-116; 113-1-17 відп. До ТП-245; 116-1-6 відп. До ТП-248;

- заміна дефектних опор №34, 42;

- заміна дефектних траверс на опорах №28, 41, 43, 44, 45, 50, 56;

- заміна дефектних ізоляторів на опорі №48;

- заміна штирьової ізоляції на підвісну разом із заміною траверсної оснастки на опорах №3, 39; відп. На ТП-200 оп. №46;

- винесення ділянки лінії оп. №117-130 з приватних земельних ділянок;

- перенесення та заміна роз'єднувача Р-46к.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 1065м проводу на голий провід, 4898м — на ізольований. Крім того буде замінено та/або встановлено 176 опор, 8 роз'єднувачів, 169 траверс та 735 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу АС-50. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$D = D_{70} - D_{35}.$$
$$D_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$
$$D_{35} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\varphi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн.}$$

$$D_{35} = 175 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2927907,36 \text{ грн.}$$

$$D = 3694740,24 - 2927907,36 = 766832,88 \text{ грн.}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$V_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum V_{\text{стих}} = 41400 * 5,23 = 216522,00 \text{ грн.}$$

де 5,23 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 160 кВА, кількості ТП - 15 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 160 * 15 * 6 = 14400 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 14400 = 20160 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 3 разів на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік}} = 3 * 20160 = 60480 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стоек на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	131	шт	3114	407934
Провід сталеалюмінієвий АС-35	1,02	т	27837	72715,31
Ізолятори ШФ-20 Г	393	шт	94,8	37256,4
Траверса ТМ-3	131	шт	675	88425

Всього на матеріали та обладнання :	606330,71
--	------------------

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 848862,99 грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 848862,99/5 = 169772,60 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 169772,60 + 60480 + 216522,00 = 446774,60 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втр}} = 32 * 5,23 * 1,4 * 12 = 2811,65 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втр}};$$

$$V = 446774,60 + 2811,65 = 449586,25 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 766832,88 + 449586,25 = 1216419,13 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{заг}} - V_{\text{звмат}}}{E_{\text{заг}}} = \frac{(6754360 - 44573,2)}{1216419,13} = 5,52 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
6754,36	44,5732	1216,41	5,52

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)

Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
766,833	216,522	60,48	169,773	2,812

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 4235.97 тис. грн (без ПДВ).

2.28. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1935 від ПС-35/10 кВ “Подокалинівка” в Олешківському районі, Херсонської області

ПЛ-10кВ Ф-1935 від ПС-35/10 кВ “Подокалинівка” живить 494 споживача, в тому числі: школа, дитячий садок, фельдшерсько-акушерський пункт, об’єкти місцевого водо- та газопостачання, торговельні магазини та ін.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 14,2 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 4,78 км) інв. №006406, введена в експлуатацію у 1987 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: дефектних опор у кількості 10, дефектних траверс — 44 шт, дефектних та скляних ізоляторів — 204 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ).

Перетин існуючих дротів складає 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ 11-2,7, СНВ 10,5-2, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження в тому числі й корозійні, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт.

Траса ПЛ-10кВ Ф-1935 від ПС-35/10 кВ “Подокалинівка” проходить по території с. Подокалинівка, с. Абрикосівка. Довжина траси в лісовому масиві складає 7 км. ПЛ живить соціально важливі об’єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й с. Подокалинівка, с. Абрикосівка в цілому.

Останній капітальний ремонт ПЛ, під час якого було змонтовано заземлюючі спуски та доведено опір заземлення 32 опор, виправлено 8 опор та перетягнуто 1,5км проводу, був виконаний у 2015 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10кВ Ф-1935 від ПС-35/10 кВ “Подокалинівка”, що склав 41,5%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,1098%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об’єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ «Херсонобленерго» технічного завдання на проектування, власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1935 від ПС-35/10 кВ "Подокаліновка" в Олешківському районі, Херсонської області", на суму 5744,27 тис. грн (без ПДВ),

затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1935 від ПС-35/10 кВ “Подокалинівка” в прогонах оп.№ 133-135; №1-20 відг. до ТП-393; №8-22 відг. до ТП-460 із заміною існуючого проводу на неізолюваний провід типу АС-50/8 та ізолюваний самоутримний алюмінієвий провід АасХSn-1х50, та заміною існуючих опор та встановленням додаткових опор для скорочення прогонів;

- реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1935 від ПС-35/10 кВ “Подокалинівка” в частині винесення прогонів опор №111-132, опор №1-7 відг. до КТП-460, опор №1-9 відг. до КТП-783 з приватних земельних ділянок споживачів;

- встановлення лінійних роз’єднувачів на опорах №44, 116п, №1 відп. На КТП-460;

- заміна лінійних роз’єднувачів Р-73 та Р-159;

- заміна існуючих ізоляторів на опорах в прогонах опор №6-67;

- заміна штирьової ізоляції на підвісну на опорах №3,5;

- реконструкція ПЛ-0,38кВ В проміжку опор:

1) №22/1 ПЛ-10кВ/ПЛ-0,38кВ Л-1935/Л-1 відг. до КТП-460 — оп. №4 Л-1 КТП-460,

2) оп. №1 Л-1 КТП-346 — оп. №18/8 ПЛ-10кВ/ПЛ-0,38кВ Л-1935/Л-2 відг. до КТП-460,

3) оп. №16Л-1 КТП-642 — оп. №15/23 ПЛ-10кВ/ПЛ-0,38кВ Л-1935/Л-1 відг. до КТП-393,

4) оп. №113/1 ПЛ-10кВ/ПЛ-0,38кВ Л-1935/Л-1 — оп. №8 Л-1 КТП-438, а саме заміна проводу 4А-35 на АsХSn-4х50.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 1983м проводу на голий провід, 4305м — на ізолюваний. Крім того буде замінено та/або встановлено 175 опор, 12 роз’єднувачів, 158 траверс та 1034 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу АС-50. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$Д = Д_{70} - Д_{50}.$$

$$Д_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

$$Д_{50} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\phi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$Д_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн,}$$

$$Д_{50} = 210 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2927907,36 \text{ грн,}$$

$$Д = 3694740,24 - 2927907,36 = 766832,88 \text{ грн.}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$V_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum V_{\text{стих}} = 41400 * 4,78 = 197883 \text{ грн.}$$

де 4,78 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 160 кВА, кількості ТП - 12 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 160 * 12 * 6 = 11520 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 11520 = 16128 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 4 рази на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік}} = 4 * 16128 = 64512 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стоек на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	120	шт	3114	373680
Провід сталевалюмінієвий АС-35	0,93	т	27837	66458,73
Ізолятори ШФ-20 Г	360	шт	94,8	34128
Траверса ТМ-3	120	шт	675	81000
Всього на матеріали та обладнання :				555266,73

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 777373,42 грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 777373,42 / 5 = 155474,68 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 155474,68 + 64512 + 197883 = 417878,68 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втр}} = 32 * 4,78 * 1,4 * 12 = 2569,73 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$B = B_{\text{експ}} + B_{\text{втрат}};$$

$$B = 417878,68 + 2569,73 = 420448,41 \text{ грн};$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + B;$$

$$E_{\text{заг}} = 766832,88 + 420448,41 = 1187281,29 \text{ грн}.$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{заг}} - B_{\text{звмат}}}{E_{\text{заг}}} = \frac{(5744270 - 40767)}{1187281,29} = 4,8 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
5744,27	40,767	1187,28	4,8

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)

Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
766,833	197,892	64,512	155,475	2,570

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3618.89 тис. грн (без ПДВ).

2.29. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1709 від ПС-35/10 кВ «Скадовська» Скадовського району, Херсонської області

ПЛ-10кВ Ф-1709 від ПС-35/10 кВ "Скадовська" живить 1379 споживачів, в тому числі: військові частини, школа, дитячий садок, об'єкти місцевого водо- та газопостачання, торговельні магазини та ін.

Відповідно до дефектного акту будівельна довжина ПЛ складає 6,13 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 0,47 км) інв. №005616, введена в експлуатацію у 1981 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: дефектних опор у кількості 11, дефектних траверс — 11 шт, дефектних та скляних ізоляторів — 27 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ).

Перетин існуючих дротів складає 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ 11-2,7, СНВ 10,5-2, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження в тому числі й корозійні, ізолятори типу ПФ-

10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт.

Траса ПЛ-10кВ Ф-1709 від ПС-35/10 кВ "Скадовська" проходить по території смт. Скадовськ. Довжина траси в лісовому масиві складає 3 км. Лінія проходить в п'ятикілометровій зоні від узбережжя моря, місцях масового скупчення людей, в безпосередній близькості від забудови (в охоронній зоні знаходяться житлові будинки, школа та інші будівлі), має перспективу подальшого завантаження. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й смт. Скадовськ в цілому.

Останній капітальний ремонт ПЛ, під час якого було змонтовано 15 траверс, заміна елементів 18 гірлянд ізоляторів, замінено 36 гірлянд ізоляторів, перетягнуто 1,93км проводу, замінено 15 в'язок проводу та замінено 0,83км проводу, був виконаний у 2019 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10кВ Ф-1709 від ПС-35/10 кВ "Скадовська", що склав 46%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,0144%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ «Херсонобленерго» технічного завдання на проєктування, власними силами Товариства, було виготовлено проєктно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1709 від ПС-35/10 кВ "Скадовська" Скадовського району, Херсонської області", на суму 1130,1 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- в прогоні опор №29, 1-6 відг. Р-83к ПЛ-10кВ Ф-1709 від ПС-35/10кВ "Скадовська", оп. №1-5 ПЛ-10кВ Ф-1856 від ПС-35/10кВ "Морська" заміна існуючого проводу на ізольований самоутримний алюмінієвий провід АасХSn-1х70, заміна існуючих опор, встановлення додаткових опор для скорочення прогонів;

- реконструкція існуючого лінійного виходу від комірки Ф-1856 РП-10кВ ПС-35/10кВ "Морська" до оп. №1 ПЛ-10кВ Ф-1856 в частині перевлаштування ПЛ-10кВ у Кл-10кВ кабелем з алюмінієвими жилами, з ізоляцією із зшитого поліетилену АпвЭгаПу-10 (1х150/70);

- встановлення обмежувача перенапруги 10кВ на виході проєктуємої КЛ-10кВ до ПЛ-10кВ Ф-1856 на опорі №1;

- монтаж перемички від оп. №5 ПЛ-10кВ відг. Р-83к Ф-1709 від ПС-35/10кВ “Скадовська” до оп. №5 ПЛ-10кВ Ф-1856 від ПС-35/10кВ “Морська”;

- встановлення лінійних роз’єднувачів на проєктуємій опорі №3а ПЛ-10кВ Ф-1709 від ПС-35/10кВ “Скадовська” та оп. №5 ПЛ-10кВ Ф-1856 від ПС-35/10кВ “Морська”.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 477м проводу на ізольований, 31м на кабель АпвЭгаПу-10 (1х150/70) у зв’язку із проходженням лінії у зонах щільної забудови, порушення охоронної зони, а також для створення можливості проведення технічних обслуговувань лінії. Крім того буде замінено та/або встановлено 19 опор, 3 роз’єднувача, 19 траверс та 107 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу АС-50. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$Д = Д_{70} - Д_{50}.$$

$$Д_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

$$Д_{50} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\varphi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$Д_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн,}$$

$$Д_{50} = 210 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2927907,36 \text{ грн,}$$

$$Д = 3694740,24 - 2927907,36 = 766832,88 \text{ грн.}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$В_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum В_{\text{стих}} = 41400 * 0,47 = 19458 \text{ грн,}$$

де 0,47 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 250 кВА, кількості ТП - 22 шт. під’єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин невідпуск електроенергії складе:

$$W = 250 * 22 * 6 = 33000 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$В_{\text{лік}} = 1,4 * 33000 = 46200 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 3 разів на рік. Таким чином,

$$\sum В_{\text{лік}} = 3 * 46200 = 138600 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стояків на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	12	шт	3114	37368
Провід сталевалюмінієвий АС-35	0,09	т	27837	6534,65
Ізолятори ШФ-20 Г	36	шт	94,8	3412,8
Траверса ТМ-3	12	шт	675	8100
Всього на матеріали та обладнання :				55415,45

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 77581,62 грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 77581,62/5 = 15516,32 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 15516,32 + 138600 + 19458 = 173574,32 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втрат}} = 32 * 0,47 * 1,4 * 12 = 252,67 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}};$$

$$V = 173574,32 + 252,67 = 173827 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 766832,88 + 173827 = 940659,88 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{заг}} - V_{\text{звмат}}}{E_{\text{заг}}} = \frac{(1130100 - 4029,9)}{940659,88} = 1,2 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

--	--	--	--

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис.	Сукупний економічний ефект від впровадження	Окупність, роки
1130,10	4,0299	9406,59	1,2

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)				
Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
766,833	19,458	138,6	15,516	0,253

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 655.45 тис. грн (без ПДВ).

2.30. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-702 ПС-35/10 кВ "Приазовська" у Генічеському районі Херсонської області

ПЛ-10кВ Ф-702 ПС-35/10 "Приазовська" живить 256 споживачів, в тому числі: дитячий садок, артсвердловини та торговельні магазини.

Відповідно до [дефектного акту №702 від 12.01.2021р.](#) будівельна довжина ПЛ складає 16,14 км(ділянка що підлягає реконструкції довжиною 2,6 км) інв. № 008706, введена в експлуатацію у 1968 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: опор у кількості 34 шт.; траверс — 2 шт.; дефектних та скляних ізоляторів — 12 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ).

Перетин існуючих дротів складає 35 та 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ-11-2,7 та СНВ 10,5-2, наявні підставні дерев'яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження в тому числі й корозійні, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт та, як наслідок, виконання робіт з використанням лазів та драбин, що впливає на термін ліквідації пошкоджень.

Траса ПЛ-10кВ Ф-702 ПС-35/10 "Приазовська" проходить в зоні узбережжя моря, по території с. Азовське, с. Придорожнє та м. Генічеськ, в місцях масового скупчення людей, має перспективу подальшого завантаження. Довжина траси в лісовому масиві складає 4,48 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, а й комфортні умови відпочинку у літній період значної кількості туристів. Численні пошкодження на ділянках ПЛ, зокрема корозійного характеру, проводу та траверсної оснастки у тому числі пов'язані із агресивним повітряним середовищем, а саме близькістю до прибережної зони.

Останній капітальний ремонт, під час якого було виправлено 5 траверс, підтягнуто 12 стояків опор, перетягнуто 0,5км проводу та змонтовано 16 стояків опор, проведено в 2015 році. Останнє технічне обслуговування було виконано у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10кВ Ф-702 ПС-35/10 "Приазовська", що склав 29.39%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,0907%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ"Херсонобленерго" технічного завдання на проектування у інвестиційній програмі силами власної проектної групи було розроблено проектно-кошторисну документацію

«Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-702 ПС-35/10 кВ "Приазовська" у Генічеському районі Херсонської області», затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкцію ПЛ-10кВ Ф-702 ПС-35/10 "Приазовська" в частині:
- заміна проводу:
 - від РП-10кВ ПС-35/10кВ "Приазовська" до оп. №12 Ф-702 на неізолюваний провід типу АС 50/8;
 - від оп. №115 Ф-702 до оп. №19 відг. 9 на неізолюваний провід типу АС 50/8;
 - від оп. №128 Ф-702 до оп. №158 Ф-702 на неізолюваний провід типу АС 50/8;
- заміна непроєктних опор №14, 16, 22, 24, 47-52, 54, 55, 57, 58, 179, 183; відп. ЛР 65: оп. №25; відп. ЛР 65: оп. №4, 12, 21; відп. 16: оп. №1, 13, 15;
- заміна лінійного роз'єднувача ЛР-80 на оп. №114 Ф-702;
- встановлення лінійного роз'єднувача на оп. № 59, 137, оп. №1 відп. 16 до КТП-857, оп. №1 відп. до КТП-285.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 2819м проводу на голий провід. Крім того буде замінено та/або встановлено 128 опор, 5 роз'єднувачів, 109 траверс та 471 ізолятор.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу АС-35. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$D = D_{70} - D_{35}.$$

$$D_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

$$D_{35} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

$$\text{де } P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\varphi;$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

T_{\max} . = 6 год. * 365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн},$$

$$D_{35} = 175 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2439922,8 \text{ грн},$$

$$D = 3694740,24 - 2439922,8 = 1254817,44 \text{ грн}.$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$V_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum V_{\text{стих}} = 41400 * 2,6 = 107640,00 \text{ грн},$$

де 2,6– довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 100 кВА, кількості ТП - 23 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 100 * 23 * 6 = 13800 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 13800 = 19320 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 3 рази на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік.}} = 3 * 19320 = 57960 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стояків на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	65	шт	3114	202410
Провід сталевалюмінієвий АС-35	0,38	т	27837	10711,68
Ізолятори ШФ-20 Г	195	шт	94,8	18486
Траверса ТМ-3	65	шт	675	43875
Всього на матеріали та обладнання :				275482,68

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 385675,75 грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 385675,75/5 = 77135,15 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 77135,15 + 57960 + 107640,00 = 242735,15 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втрат}} = 32 * 2,6 * 1,4 * 12 = 1397,76 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}};$$

$$V = 242735,15 + 1397,76 = 244132,91 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 1254817,44 + 244132,91 = 1498950,35 \text{ грн.}$$

Загальний обсяг капіталовкладень згідно затвердженої інвестиційної програми на 2022 рік становить **3936,71** тис. грн (без ПДВ).

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{ок} = (K_{заг} - B_{звмат}) / E_{заг} = (3936710 - 18480) / 1498950,35 = 2,66 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
3736.71	18.48	1498.95	2.61

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)				
Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
1254,817	107.64	57.96	77.13	1.398

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2480.28 тис. грн (без ПДВ).

2.31. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-465 від ПС-35/10 "Іванівська" у Іванівському районі Херсонської області

ПЛ-10кВ Ф-465 від ПС-35/10 "Іванівська" живить 559 споживачів, в тому числі: дитячі садки, школи, будинок культури, об'єкти місцевого водопостачання, торговельні магазини та ін.

Відповідно до [дефектного акту №465 від 15.01.2021р.](#) будівельна довжина ПЛ складає 27,140 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 10,42 км) інв. №011375, введена в експлуатацію у 1965 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: траверс у кількості 40 шт.; дефектних та скляних ізоляторів — 143 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ), провід — 8,5 км, роз'єднувачі — 3 шт.

Перетин існуючих дротів складає 35, 50 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ-11-2,7 та СНВ 10,5-2, наявні підставні дерев'яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження в тому числі й корозійні, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт.

Траса ПЛ-10кВ Ф-465 від ПС-35/10 "Іванівська" проходить по території смт. Іванівка, с. Василівка, с.Воскресенка, с.Михайлівка. Довжина траси в лісовому

масиві складає 3 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й смт. Іванівка, с. Василівка, с.Воскресенка, с.Михайлівка, в цілому.

Останній капітальний ремонт, під час якого було змонтовано 28 траверс, заземлено 5 площадок приводів роз'єднувачів, замінено 42 гірлянди ізоляторів, виправлено виправлено 43 опори, замінено 93 штирьових ізолятора, перетягнуто 1 км проводу, замінено 75 в'язок проводу, замінено 2км проводу та змонтовано 3 підкоси опор, змонтовано 6 стояків опор, виконано 27.06.2019р. Останнє технічне обслуговування проведено 17.04.2020р.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10кВ Ф-465 від ПС-35/10 "Іванівська", що склав 25,6%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,119%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ «Херсонобленерго» технічного завдання на проектування, силами власної проектної групи було розроблено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-465 від ПС-35/10 "Іванівська" у Іванівському районі Херсонської області", затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція ПЛ-10кВ Ф-465 від ПС-35/10кВ "Іванівська" у Іванівському районі, Херсонської області, а саме:

1) заміна існуючого проводу, дефектних опор, встановлення додаткових опор, переобладнання анкерних опор із заміною траверсної оснастки на траверси з підвісною ізоляцією, на ділянках:

- оп. №83-118,

- оп. №138-163,

- оп. №232-№1 відг. №5 до КТП-121,

- оп. №1-43 відг. №5 до КТП-121

2) встановлення додаткових опор в прогонах на ділянці від оп. №276 до оп. №286;

3) заміна окремих дефектних опор разом із траверсною оснасткою оп. №28, 31, 36, 60, оп. №276, оп. №289 відг. №1 до КТП-406 оп. №3, 14, 28, 31, 45, 51, 53;

4) переобладнання окремих опор із заміною траверсної оснастки на траверси з підвісною ізоляцією оп. №9 відг. №6 до КТП-294, оп. №304;

5) винесення лінії ПЛ-10кВ на ділянках оп. №229-303, 305-313, відг. №6 до КТП-294 оп. №10-12 з приватних земельних ділянок споживачів;

6) виконання перепідключення ПЛ-10кВ відг. №6 до КТП-294 від оп. №298;

7) заміна лінійних роз'єднувачів, зазом з опорами Р-49 на оп. №114, Р-33 на оп. №3 відг. №1 до КТП-406, Р-36 на оп. №1 відг. №5 до КТП-121;

8) встановлення лінійного роз'єднувача на оп. №276А (проект);

- 9) заміна роз'єднувача РКТП на оп. №43 відг. №5 до КТП-121;
 10) демонтаж ПЛ-10кВ в прогоні оп. №297-313, 9-50 відг. №6 до КТП-294.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 10027м проводу на голий провід. Крім того буде замінено та/або встановлено 251 опора, 5 роз'єднувачів, 220 траверс та 950 ізоляторів.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу. Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності однієї лінії дорівнює

$$D = D_{70} - D_{50}.$$

$$D_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

$$D_{50} = P_{\max} * T_{\max} * (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\phi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн},$$

$$D_{50} = 210 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2927907,36 \text{ грн},$$

$$D = 3694740,24 - 2927907,36 = 766832,88 \text{ грн}.$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$V_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum V_{\text{стих}} = 41400 * 10,42 = 431388 \text{ грн},$$

де 10,42 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 100 кВА, кількості ТП - 22 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 100 * 22 * 6 = 13200 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 13200 = 18480 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 3 разів на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік}} = 3 * 18480 = 55440 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стояків на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стояки (СВ 10,5-5)	261	шт	3114	812754

Провід сталевалюмінієвий АС-50	2,03	т	71300	144874,47
Ізолятори ШФ-20 Г	783	шт	94,8	74228,4
Траверса ТМ-3	261	шт	675	176175
Всього на матеріали та обладнання :				1208031,87

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 1691244,62 грн. Капрмонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 1691244,62/5 = 338248,92 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 338248,92 + 55440 + 431388 = 825076,92 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втр}} = 32 * 10,42 * 1,4 * 12 = 5601,97 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втр}};$$

$$V = 825076,92 + 5601,97 = 830678,72 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 766832,88 + 830678,72 = 1597511,6 \text{ грн.}$$

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{\text{ок}} = (K_{\text{заг}} - V_{\text{звмат}}) / E_{\text{заг}} = (7032950 - 88810) / 1597511,6 = 4,35 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
7032.95	88.81	1597511.6	4.35

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)				
Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
766.833	431.388	55.44	338.249	5.602

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 4430.76 тис. грн (без ПДВ).

2.32. Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-8763 від ПС-35/10 кВ “Н.Київка” Каланчацького району Херсонської області

ПЛ-10 кВ Ф-8763 від ПС-35/10 кВ “Н.Київка” живить 495 споживачів, в тому числі: школа, дитячий садок, водонапірні башти, торговельні магазини та ін.

Відповідно до [дефектного акту №8763 05.02.2020р.](#) будівельна довжина ПЛ складає 14,23 км (ділянка що підлягає реконструкції довжиною 4,98 км) інв. №009827, введена в експлуатацію у 1960 році, має значну кількість дефектних елементів (порушення п.2.4.18 ПУЕ), які призводять до аварійних відключення та пошкодження обладнання, а саме: дефектних опор у кількості 8, дефектних та скляних ізоляторів — 66 шт (порушення п. 2.4.32 ПУЕ).

Перетин існуючих дротів складає 35 мм², існуючий тип опор на стійках СНВ-11-2,7 та СНВ 10,5-2, наявні підставні дерев'яні опори, траверсна оснастка виконана на металевих траверсах які мають видимі із землі пошкодження в тому числі й корозійні, ізолятори типу ПФ-10, ШФ-20 забруднені та мають чисельні сколи, також одна із головних проблем - відсутність обслуговування, пов'язаного з неможливістю під'їзду спец. техніки до місця виконання робіт та велика довжина ПЛ.

Траса ПЛ-10 кВ Ф-8763 від ПС-35/10 кВ “Н.Київка” проходить по території с.Н.Київка. Довжина траси в лісовому масиві складає 0,75 км. ПЛ живить соціально важливі об'єкти, від сталого та безаварійного електропостачання яких залежить не тільки нормальне функціонування вищезазначених установ, але й с. Н.Київка в цілому.

Останній капітальний ремонт, під час якого було підтягнуто 3 стояки опор та змонтовано 3 стояка опор, проведено 17.11.2020р. Останнє технічне обслуговування виконано 05.05.2020р.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-10 кВ Ф-8763 від ПС-35/10 кВ “Н.Київка”, що склав 28,2%.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,174%. Даний захід направлений на зменшення показника SAIDI, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від

14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ «Херсонобленерго» технічного завдання на проектування, силами власної проектної групи, розроблено проектно-кошторисну документацію “Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-8763 від ПС-35/10 кВ “Н.Київка” Каланчацького району Херсонської області”, затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- в прогонах опор №1-61; відп. №3 оп. №1-11 на КТП-51 — заміну існуючого неізолюваного проводу АС-35 на провід типу АС-50;
- заміна окремих дефектних опор: відп. №2 оп. №11;
- заміна штрирвової ізоляції на підвісну на опорах №95, 146, відп. №2 оп. №16, відп. №5 оп. №7,9;
- заміна лінійних роз'єднувачів Р-33, Р-31.

В результаті виконання вищезазначених робіт буде замінено 5253м проводу на голий провід. Крім того буде замінено та/або встановлено 153 опори, 3 роз'єднувача, 116 траверс та 803 ізолятора.

Економічний ефект:

Реконструкцією передбачається заміна проводу АС-35. Очікуваний дохід від збільшення пропускну здатності однієї ліній дорівнює

$$Д = Д_{70} - Д_{35}.$$

$$Д_{70} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

$$Д_{35} = P_{\max} * T_{\max} * (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}),$$

де $P_{\max} = I_{\max} * U * 1,73 * \cos\phi$;

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} * 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$Д_{70} = 265 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 3694740,24 \text{ грн,}$$

$$Д_{35} = 175 * 10 * 1,73 * 0,92 * 2190 * (1,35 - 0,95) = 2439922,8 \text{ грн,}$$

$$Д = 3694740,24 - 2439922,8 = 1254817,44 \text{ грн.}$$

Згідно середньостатистичних даних за рік, на 1 км ПЛ-10кВ 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:

$$V_{\text{стих}} = 6900 * 6 = 41400 \text{ грн. на 1 км}$$

Загальна:

$$\sum V_{\text{стих}} = 41400 * 4,98 = 206172 \text{ грн,}$$

де 4,98 – довжина ПЛ 10 кВ, що підлягає реконструкції у 2022 році.

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 100 кВА, кількості ТП - 14 шт. під'єднаних до ПЛ і витратах часу на ремонт однієї ПЛ - 6 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 100 * 14 * 6 = 8400 \text{ кВт*год.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт*годину можливі збитки по ПЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 * 8400 = 11760 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан ПЛ 10 кВ, середня ушкодженість – 4 разів на рік. Таким чином,

$$\sum V_{\text{лік}} = 4 * 11760 = 47040 \text{ грн.}$$

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість стоеків на 1 км ПЛ 6-10 кВ – 25 шт. необхідно використати:

Найменування матеріалу	Кількість	Од. виміру	Ціна (грн/од.)	Загальна ціна (грн.) (без ПДВ.)
Стойки (СВ 10,5-5)	125	шт	3114	389250
Провід сталелегатурний АС-35	0,74	т	27837	20516,98
Ізолятори ШФ-20 Г	375	шт	94,8	35550
Траверса ТМ-3	125	шт	675	84375
Всього на матеріали та обладнання :				529691,98

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 741568,78 грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем}} = 741568,78/5 = 148313,76 \text{ грн.}$$

Всього сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{експ}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік}} + V_{\text{стих}}$$

$$V_{\text{експ}} = 148313,76 + 47040 + 206172 = 401525,76 \text{ грн.}$$

У середньому, за результатами вимірювання та власними розрахунками Товариства 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:

$$V_{\text{втрат}} = 32 * 4,98 * 1,4 * 12 = 2677,25 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції ПЛ 6-10 кВ становить:

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}};$$

$$V = 401525,76 + 2677,25 = 404203 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = D + V;$$

$$E_{\text{заг}} = 1254817,44 + 404203 = 1659020,44 \text{ грн.}$$

Загальний обсяг капіталовкладень згідно затвердженої інвестиційної програми на 2022 рік становить 3927,48 тис. грн (без ПДВ).

Згідно вищевикладеного термін окупності виконання цього заходу складає:

$$T_{ок} = (K_{заг} - B_{звмат}) / E_{заг} = (3927480 - 35450) / 1659020,44 = 2,37 \text{ років}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
3927.48	35.45	1659.02	2.35

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)				
Дохід від збільшення пропускної здатності	Вартість ліквідації наслідків стихії	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження операційних витрат	Зменшення вартості втрат електроенергії
1254.817	206.172	47.04	148.313	2.677

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2474.3 тис. грн (без ПДВ).

3. Будівництво і реконструкція ПЛ-0,4кВ ізольованим проводом

3.1. Реконструкція ПЛ-0,4кВ від КТП-787 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ на нові ТП в с.Олександрівка Білозерського району Херсонської області

ПЛ-0,4кВ від КТП-787 потужністю 160кВА живить 114 побутових абонента та 1 юридичного абонента, а саме вуличне освітлення с. Олександрівка.

Згідно з дефектним актом та листом огляду довжина ПЛ — 3,1 км, рік будівництва — 1973, інв. №001630, повітряна лінія має велику кількість дефектних елементів, що підлягають заміні, а саме: опори у кількості 61 шт.; дефектний провід — 7 км (порушення п.2.4.18 ПУЕ); пошкоджені вводи в житлові будинки (порушення п.2.4.13 ПУЕ). Крім того через те, що с.Олександрівка знаходиться у прибережній зоні Дніпровського лиману, у зимовий сезон при зниженні температури нижче 0 градусів на проводах відбувається налипання льоду та снігу, що при сильному вітрі призводить до постійних обривів ліній. КТП-787 знаходиться на значній відстані від місця базування оперативно-виїзних бригад (51,4км) та у випадку ожеледиці проїзд до місця аварії є майже неможливим, що значно збільшує час, необхідний для ремонту лінії.

Останній капремонт на даній ПЛ-0,4кВ, під час якого було виконано заміну 90 ізоляторів, заміну 38 вводів, монтаж 10 заземлювачів, заміну 10 стояків опор,

перетягування 2км проводу та заміна 3км проводу, був виконаний у 2018 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Відомість замірів підстанції КТП-787 Білозерка ($P_{ном}=160$ кВА)

Дата	Секція шин, фідер	U _a , кВ	U _b , кВ	U _c , кВ	I _a , А	I _b , А	I _c , А
<u>20.06.2018 13:32</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	83	66	65
	ТП-787 Л-1 Білозерка				30	41	34
	ТП-787 Л-2 Білозерка				53	25	31
<u>19.12.2018 12:32</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	99	82	81
	ТП-787 Л-1 Білозерка				38	49	42
	ТП-787 Л-2 Білозерка				61	33	39
<u>19.06.2019 12:32</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	42	51	25
	[Приєднання № 3]				7	20	6
	ТП-787 Л-1 Білозерка				20	12	5
	ТП-787 Л-2 Білозерка				15	19	14
<u>18.12.2019 12:32</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	39	30	24
	[Приєднання № 3]				8	9	7
	ТП-787 Л-1 Білозерка				20	3	4
	ТП-787 Л-2 Білозерка				11	18	13
<u>18.06.2020 05:52</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,24	0,24	83	63	52
	ТП-787 Л-1 Білозерка				50	40	20
	ТП-787 Л-2 Білозерка				20	13	25
	ТП-787 Л-3 Білозерка				13	10	7
<u>16.12.2020 12:32</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,24	0,24	86	37	37
	ТП-787 Л-1 Білозерка				30	3	3
	ТП-787 Л-2 Білозерка				15	27	22
	ТП-787 Л-3 Білозерка				41	7	12

Від даної ПЛ-0,4кВ живиться 114 споживачів електричної енергії, які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт. Для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, а також з метою приведення рівня величини напруги на вводах в житлові будинки частини с.Олександрівка, які заживлені від ПЛ-0,4кВ від ТП-787 до вимог ГОСТу 3109-97, задоволення численних скарг споживачів щодо якості електропостачання, зменшення аварійності, Товариство в 2021 році внесло до інвестиційної програми реконструкцію ПЛ-0,4кВ з розукрупненням, переключенням частини ПЛ-0,4кВ на нові ТП, заміною проводів на самоутримний ізолюваний провід, заміною опор для скорочення прольотів та заміною вводів в будинки з встановлення закритого комплексу обліку електроенергії в зручному для обслуговування місці, на фасадах будинків.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах

технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від КТП-787, що склав 48%.

Індекс тривалості відключень (SAIDI) у розрізі Товариства складає 0,00086%.

Відповідно до завдання на проектування, затвердженого АТ «Херсонобленерго», власними силами Товариства було виготовлено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-0,4кВ від КТП-787 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ на нові ТП в с. Олександрівка Білозерського району Херсонської області", на суму 3263,99 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

Л-1 від ТП-787

– заміна існуючого проводу Л-1 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №787 від РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №787 до оп.№5, в прогоні опор №5-15, оп. №5-33 на провід AsXS_n 4x50;

- демонтаж існуючого проводу Л-1 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №787: AsXS_n 4x50 від РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №787 до оп. №1, 5А-25 в прогоні опор №1-5, №5-15, №5-33;

Л-2 від ТП-787

– заміна існуючого проводу Л-3 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №787 від РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №787 до оп.№17 на провід AsXS_n 4x50;

-демонтаж існуючого проводу Л-3 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №787: AsXS_n 4x50 від РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №787 до оп. №2, 5А-25 в прогоні опор №2-17;

Л-3 від ТП-787

– заміна існуючого проводу Л-2 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №787 від РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №787 до оп.№12, в прогоні опор №21-30 на провід AsXS_n 4x50;

-демонтаж існуючого проводу Л-2 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №787: AsXS_n 4x50 від РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №787 до оп. №1, 5А-25 в прогоні опор №1-12, №21-30;

Л-2 від нової ЩТП, що проектується на вул.Мельнична

– заміна існуючого проводу Л-1 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №787 в прогоні опор №18-29 на провід AsXS_n 4x50;

-демонтаж існуючого проводу Л-1 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №787 5А-25 в прогоні опор №18-29;

Л-3 від нової ЩТП, що проектується на вул.Мельнична

– заміна існуючого проводу Л-3 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №787 в прогоні опор №18-26 на провід AsXS_n 4x50;

-демонтаж існуючого проводу Л-3 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №787 5А-25 в прогоні опор №17-26;

Л-3 від нової ЩТП, що проектується на вул.Центральна

– заміна існуючого проводу Л-2 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №787 в прогоні опор №13-20, 13-57 на провід AsXS_n 4x50;

-демонтаж існуючого проводу Л-2 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №787: AsXS_n 2x16 в прогоні опор №50-52, 3А-35 в прогоні опор №13-50, №52-57, 2А-25 в прогоні опор №13-20;

Л-4 від ТП-795

- встановлення додаткового комутаційного апарату в РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №795;
- будівництво ПЛІ-0,38кВ від додатково встановленого комутаційного апарату в РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №795 до оп. №45п ПЛІ-0,38кВ Л-2 КТП-787 проводом AsXSn 4x50;
- заміна існуючого проводу Л-2 ПЛІ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №787 в прогоні опор №31-45 на провід AsXSn 4x50;
- демонтаж існуючого проводу Л-2 ПЛІ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №787 5А-25 в прогоні опор №30-45.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ 0,4кВ від КТП-787 з переключенням частини ПЛІ-0,4кВ на нові ТП в с.Олександрівка Білозерського району Херсонської області						
		ТП-787; ТП-нова,(Мельнична), ТП-нова,(Центральна)						
Перелік ПЛІ-0,4 кВ		Л-1 (787)	Л-2 (787)	Л-3 (787)	Л-2 (Мельн.)	Л-3 (Мельн.)	Л-3 (Центр.)	Л-4 (795)
Довжина ПЛІ	Всього	445	423	630	425	403	400	474
	Довжиною більше 400 м	0	23	119	0	0	0	36
	%	0,00%	5,44%	18,89%	0,00%	0,00%	0,00%	7,59%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		2.27%	1.68%	0.37%	1.26%	0.62%	4.61%	0.28%
Кількість споживачів	Всього, шт.	10	25	15	19	15	12	17
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	10	24	10	19	15	12	15
	%	100,00	96,00	66,67	100,00	100,00	100,00	88,24
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	1	5	0	0	0	2
	%	0,00	4,00	33,33	0,00	0,00	0,00	11,76
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	1281	3216	2589	3327	2796	1527	2073
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	1281	2952	1749	3327	2796	1527	1875
	%	100,00	91,79	67,56	100,00	100,00	100,00	90,45
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела	0	264	840	0	0	0	198

	живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г							
	%	0,00	8,21	32,44	0,00	0,00	0,00	9,55
Сумарна договірна потужність кВт		26,4	71	41,4	50,8	39,8	33,2	46,6
Сумарна проектна потужність кВт		50	125	75	95	75	60	85
Рівні замірів в режимний день А/кВт		43/ 27,48	44,3/ 28,36	26/ 15,2	-/-	-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	139,78						
	На 1-го споживача	1,24						
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		3263,99						
Окупність згідно проектних рішень, роки		23,4						
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		626						
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		27,8						

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 626 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткового ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 27,8 років. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше 400м, менше 10%, а втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять 0,28-4,61%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Після реалізації будівництва розвантажувальної ТП та здійснення реконфігурації відповідної мережі, дана мережа буде забезпечувати мінімальний рівень навантаження, на рівні не менше 5 кВт.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-0,4кВ від КТП-787 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ на нові ТП в с.Олександрівка Білозерського району Херсонської області» є ефективним заходом інвестиційної програми 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання та переводяться в металобрухт.

Оприбуткування зворотних матеріалів			
	Кількість після демонтажу	Вартість за тону	Вартість матеріалів
Кольоровий металолом	1,24	30	37,2
Чорний металолом	0,15	5,5	0,83
Разом			38,03

2. Зниження ТВЕ

Зменшення втрат електроенергії $V_{\text{втр}}_{\text{ат}}$ згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням втрат на відповідний тариф.

$$V_{\text{втр}}_{\text{ат}} = W * C_{\text{вх.}}, \text{ де}$$

W – втрати електроенергії,

$C_{\text{вх.}}$ - покупний тариф

У середньому, за власними розрахунками Товариства, зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину проводу, оптимізації довжини

ПЛ, заміни неізолюваного проводу на ізолюваний на 1 км ПЛ дорівнює 183,33 кВт.г за 1 місяць. Відповідно після реалізації проекту ТВЕ зменшиться на:

$$183,33 \text{ кВт} \cdot \text{год} * 12 \text{ міс} * 3,1 \text{ км} = 6819,88 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

Фактичний середній тариф на куповану електричну енергію – 1,40 грн/кВт·г.

Отже, зниження величини витрат в грошовому еквіваленті дорівнюватиме:

$$6819,88 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік} * 1,40 \text{ грн} / \text{кВт} = 9,548 \text{ тис. грн.}$$

3. Зниження витрат на аварійно-відновлювальні роботи, зниження операційних витрат

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість опор на 1 км ПЛ 0,4кВ – 30 шт. необхідно використати:

Досвід експлуатації ПЛ-0,4кВ дозволяє встановити, що при експлуатаційному обслуговуванні ПЛ-0,4кВ необхідно замінити близько 30% дефектних опор (10шт/км.) та заміна на ізолювані близько 10 вводів до будинків. Реконструкція ЛЕП дозволить уникнути наступних затрат:

Зниження витрат на матеріали та обладнання:

Матеріали	Кількість	Од. вимір.	Ціна за од. (грн)	Вартість матеріалу (тис. грн. (без ПДВ))
Стояки (СВ-9,5-2)	31	шт	1677	51.99
Провід алюмінієвий А35	1.24	т	103000	127.72
Ізолятори ТФ-20	124	шт	23.38	2.9
Траверса ТН-12	31	шт	172	5.33
Провід СІП 2х16	0.93	км	15900	14.79
Комплект затискачів для вводів	31	шт	350	10.85
Всього на матеріали та обладнання, тис. грн:				213.58

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 299 тис. грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем.}} = 299 / 5 = 59.8 \text{ тис. грн.}$$

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» ГД 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.

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи величину річного споживання — 226139 кВт*год/рік, річне збільшення корисного відпуску становитиме:

$$226139 * 2\% = 4522,78 \text{ кВт*год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	4522,78	1,4	6,33
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			6,33

5.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$115 * 200 = 23 \text{ тис.грн.}$$

6.Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2019 по 01.01.2020 ПЛ-0,4кВ від ТП-787 аварійно вимикалась 1 раз і сумарна тривалість відключень склала 1178 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 135,226 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$V_{\text{відк}} = 1178/60 \cdot 55,845 \cdot 1,4 = 1,535 \text{ тис.грн.}$$

7.Інше

Назва заходу складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	1096	1,40	1,54
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			1,54

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)					
Зниження ТВЕ	Зниження операційних витрат	Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
9.54783	59.80103	6.3319	23.00	1.53499	1.5350

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 101,75 тис. грн. (без ПДВ).

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
3263.99	38.03	101.75000	23.4

Очікуваний термін окупності складе — 23,4 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1909.31 тис. грн (без ПДВ).

3.2. Реконструкція ПЛ-0,4кВ від КТП-795 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ на нове ТП в с.Олександрівка Білозерського району Херсонської області

ПЛ-0,4кВ від КТП-795 потужністю 250кВА живить 134 побутових абонента та 19 юридичних абонентів, а саме АТ “Укрпошта”, АТ “Херсонгаз”, фельдшерсько-акушерський пункт, школа, будинок культури та ін..

Згідно з дефектним актом та листом огляду довжина ПЛ — 6,04 км, рік будівництва — 1964, інв. №001518, повітряна лінія має велику кількість дефектних елементів, що підлягають заміні, а саме: опори у кількості 61 шт.; дефектний провід — 6 км (порушення п.2.4.18 ПУЕ); траверси — 130 шт; дефектні та скляні ізолятори — 550 шт. (порушення п.2.4.32 ПУЕ); пошкоджені вводи в житлові будинки (порушення п.2.4.13 ПУЕ). Крім того через те, що с.Олександрівка знаходиться у прибережній зоні Дніпровського лиману, у зимовий сезон при зниженні температури нижче 0 градусів на проводах відбувається налипання льоду та снігу, що при сильному вітрі призводить до постійних обривів ліній. КТП-795 знаходиться на значній відстані від місця базування оперативно-виїзних бригад (51,4км) та у випадку ожеледиці проїзд до місця аварії є майже неможливим, що значно збільшує час, необхідний для ремонту лінії.

Останній капітальний ремонт даної ПЛ-0,4кВ, під час якого було розчищено трасу ПЛ від дерев, замінено 88 в’язок проводу, замінено 20 ізоляторів, замінено 15 вводів, перетянуто 2 км проводу, був виконаний у 2020 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Відомість замірів підстанції КТП-795 Білозерка ($P_{ном}=250$ кВА)

Дата	Секція шин, фідер	U _a , кВ	U _b , кВ	U _c , кВ	I _a , А	I _b , А	I _c , А
<u>20.06.2018 13:37</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,24	0,24	107	94	99
	[Приєднання №4]				10	5	6
	ТП-795 Л-1 Білозерка				36	41	55
	ТП-795 Л-2 Білозерка				61	40	38
	ТП-795 Л-3 Білозерка				0	0	0
<u>19.12.2018 12:37</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,24	0,24	81	113	82
	[Приєднання №4]				1	4	4
	ТП-795 Л-1 Білозерка				37	65	23
	ТП-795 Л-2 Білозерка				41	42	52
	ТП-795 Л-3 Білозерка				2	2	3
<u>19.06.2019 12:37</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,24	0,24	123	108	118
	[Приєднання №4]				0	0	0
	ТП-795 Л-1 Білозерка				40	44	59
	ТП-795 Л-2 Білозерка				65	52	45
	ТП-795 Л-3 Білозерка				18	12	14
<u>18.12.2019 12:37</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,24	0,24	71	100	72
	[Приєднання №4]				1	1	1
	ТП-795 Л-1 Білозерка				32	61	20
	ТП-795 Л-2 Білозерка				37	36	49
	ТП-795 Л-3 Білозерка				1	2	2
<u>18.06.2020 05:48</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,24	0,24	65	80	79
	ТП-795 Л-1 Білозерка				30	40	40
	ТП-795 Л-2 Білозерка				35	37	36
	ТП-795 Л-3 Білозерка				0	3	3
<u>16.12.2020 12:37</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,24	0,24	60	59	81
	ТП-795 Л-1 Білозерка				17	21	32
	ТП-795 Л-2 Білозерка				42	35	47
	ТП-795 Л-3 Білозерка				1	3	2

Від даної ПЛІ-0,4кВ живиться 144 споживачів електричної енергії, які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт. Для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, а також з метою приведення рівня величини напруги на вводах в житлові будинки частини с.Олександрівка, які заживлені від ПЛІ-0,4кВ від КТП-795 до вимог ГОСТу 3109-97, задоволення численних скарг споживачів щодо якості електропостачання та зменшення аварійності, Товариство в 2021 році внесло до інвестиційної програми реконструкцію ПЛІ-0,4кВ з розукрупненням, переключенням частини ПЛІ-0,4кВ на нове ТП, заміною проводів на самоутримний ізольований провід, заміною опор для

скорочення прогонів та заміною вводів в будинки з встановлення закритого комплексу обліку електроенергії в зручному для обслуговування місці, на фасадах будинків.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від КТП-795, що склав 35%.

Індекс тривалості відключень (SAIDI) у розрізі Товариства складає 0,00795%.

Відповідно до завдання на проєктування, затвердженого АТ «Херсонобленерго», власними силами Товариства, було виготовлено проєктно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-0,4кВ від КТП-795 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ на нове ТП в с. Олександрівка Білозерського району Херсонської області", на суму 3493,62 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

Л-1 від КТП-795:

- заміна існуючого проводу Л-1 ПЛ-0,38кВ КТП-795 від РП-0,4кВ до оп. №45, від оп. №4 — оп. №32 на провід AsxSn 4x50;

- демонтаж проводу Л-1 ПЛ-0,38кВ КТП-795 від РП-0,4кВ до оп. №45, від оп. №4 — оп. №32, оп. №8 до оп. №15;

Л-2 від КТП-795:

- заміна існуючого проводу Л-2 ПЛ-0,38кВ КТП-795 від РП-0,4кВ до оп. №9, від оп. №19 — оп. №46, від оп. №56-оп. №65 на провід AsxSn 4x50;

- демонтаж проводу Л-2 ПЛ-0,38кВ КТП-795 від РП-0,4кВ до оп. №9, від оп. №19- оп.№46, від оп. №56-оп. №65;

Л-1 від нової ЩТП по вул. Мельнична:

- заміна існуючого проводу Л-1 ПЛ-0,38кВ КТП-795 від оп. №15 до оп. №25, від оп.№11, 46-52; від оп. №13, 53-61 на провід AsxSn 4x50;

- демонтаж проводу Л-1 ПЛ-0,38кВ КТП-795 від оп. №15 до оп. №25, від оп.№11, 46-52; від оп. №13, 53-61;

Л-2 від нової ЩТП по вул. Центральна (Комсомольська):

- заміна існуючого проводу Л-2 ПЛ-0,38кВ КТП-795 від оп. №10 до оп. №18 на провід AsxSn 4x50;

- демонтаж проводу Л-2 ПЛ-0,38кВ КТП-795 від оп. №10 до оп. №18;

Л-4 від нової ЩТП по вул. Центральна (Комсомольська):

- заміна існуючого проводу Л-2 ПЛ-0,38кВ КТП-795 від оп. №47 до оп. №55 на провід AsxSn 4x50;

- демонтаж проводу Л-2 ПЛ-0,38кВ КТП-795 від оп. №47 до оп. №55.

Назва об'єкта реконструкції	Реконструкція ПЛ-0,4кВ від КТП-795 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ на нове ТП в с.Олександрівка Білозерського району Херсонської області
Перелік ПЛ-0,4 кВ	КТП-795; ТП-нова,(Мельнична), ТП-нова, (Центральна)

		Л-1 (795)	Л-2 (795)	Л-1 (Мельн.)	Л-2 (Центр.)	Л-4 (Центр.)
Довжина ПЛ	Всього	853	1086	1153	348	627
	Довжиною більше 400 м	0	0	0	0	0
	%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		-2.58%	-2.58%	1.10%	1.89%	-1.02%
Кількість споживачів	Всього, шт.	39	31	25	19	13
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	39	31	25	19	13
	%	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	0	0	0	0
	%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	6279	6699	2545	1304	2782
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	6279	6699	2545	1304	2782
	%	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	0	0	0	0
	%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Сумарна договірна потужність кВт		141.7	92.7	64.5	53	36
Сумарна проектна потужність кВт		221.3	162	125	95	65
Рівні замірів в режимний день А/кВт		47,7/ 31,54	54/ 35,71	-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	181.51				
	На 1-го споживача	1.41				
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		3493.62				
Окупність згідно проектних рішень, роки		19.2				
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів		0.0				

від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)	
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки	0

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, усі довжини ліній знаходяться в рамках нормативних 400м.

Після реалізації будівництва розвантажувальної ТП та здійснення реконфігурації відповідної мережі, дана мережа буде забезпечувати мінімальний рівень навантаження, на рівні не менше 5 кВт.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-0,4кВ від КТП-795 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ на нове ТП в с.Олександрівка Білозерського району Херсонської області» є ефективним заходом інвестиційної програми 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання та переводяться в металобрухт.

Оприбуткування зворотних матеріалів			
	Кількість після демонтажу	Вартість за тону	Вартість матеріалів

Кольоровий металолом	1.5	30	45
Чорний металолом	0.19	5.5	1.02
Разом			46,01783

2.Зниження ГВЕ

Зменшення втрат електроенергії $V_{\text{втрат}}$ згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням втрат на відповідний тариф.

$$V_{\text{втрат}} = W * C_{\text{вх.}}, \text{ де}$$

W – втрати електроенергії,

$C_{\text{вх.}}$ - покупной тариф

У середньому, за власними розрахунками Товариства, зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину проводу, оптимізації довжини ПЛ, заміни неізолюваного проводу на ізолюваний на 1 км ПЛ дорівнює 183,33 кВт.г за 1 місяць. Відповідно після реалізації проекту ГВЕ зменшиться на:

$$183,33 \text{ кВт} \cdot \text{год} * 12 \text{ міс} * 3,75 \text{ км} = 8249,85 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

Фактичний середній тариф на куповану електричну енергію – 1,40 грн/кВт·г.

Отже, зниження величини втрат в грошовому еквіваленті дорівнюватиме:

$$8249,85 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік} * 1,40 \text{ грн} / \text{кВт} = 11,55 \text{ тис. грн.}$$

3.Зниження витрат на аварійно-відновлювальні роботи, зниження операційних витрат

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість опор на 1 км ПЛ 0,4кВ – 30 шт. необхідно використати:

Досвід експлуатації ПЛ-0,4кВ дозволяє встановити, що при експлуатаційному обслуговуванні ПЛ-0,4кВ необхідно замінити близько 30% дефектних опор (10шт/км.) та заміна на ізолювані близько 10 введів до будинків. Реконструкція ЛЕП дозволить уникнути наступних затрат:

Зниження витрат на матеріали та обладнання:

Матеріали	Кількість	Од. вимір.	Ціна за од. (грн)	Вартість матеріалу (тис. грн. (без ПДВ))
Стояки (СВ-9,5-2)	38	шт	1677	63.73
Провід алюмінієвий А35	1.5	т	103000	154.5
Ізолятори ТФ-20	152	шт	23.38	3.55
Траверса ТН-12	38	шт	172	6.54
Провід СП 2х16	1.14	км	15900	18.13
Комплект затискачів для введів	38	шт	350	13.3
Всього на матеріали та обладнання, тис. грн:				259.74

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 363,64 тис. грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем.}} = 363,64/5 = 72,73 \text{ тис.грн.}$$

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.

$$30 \div 15 \text{ років} = 2$$

Враховуючи величину річного споживання — 296050 кВт*год/рік, річне збільшення корисного відпуску становитиме:

$$296050 * 2\% = 5921 \text{ кВт*год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	5921	1,4	8,29
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			8,29

5.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$134 * 200 = 26,8 \text{ тис.грн.}$$

6.Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2019 по 01.01.2020 ПЛ-0,4кВ від КТП-795 аварійно вимикалась 6 разів і сумарна тривалість відключень склала 4488 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить –76,97 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$V_{\text{відк}} = 4488/60 \cdot 76.97 \cdot 1,4 = 8,06 \text{ тис.грн.}$$

7.Інше

Назва заходу складової економічного ефекту	кВт·год	грн/кВт·год	тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	5757	1,40	8,06
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			8,06

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)					
Зниження ТВЕ	Зниження операційних витрат	Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
11,55	72.72769	8.2894	26.80	8.06020	8.0602

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 135,49 тис. грн. (без ПДВ).

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
3493,62	46,02	135,49	19,2

Очікуваний термін окупності складе — 19,2 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2026.3 тис. грн (без ПДВ).

3.3. Реконструкція ПЛ 0,4кВ від КТП-789 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ на нові ТП в с.Олександрівка Білозерського району, Херсонської області

ПЛ-0,4кВ від КТП-789 потужністю 160кВА живить 124 побутових абонента та 2 юридичних абонентів, а саме Олександрівська сільська рада та ФОП Носенко Л.І.

Згідно з дефектним актом та листом огляду довжина ПЛ — 5,82 км, рік будівництва — 1968, інв. №001515, повітряна лінія має велику кількість дефектних елементів, що підлягають заміні, а саме: опори у кількості 146 шт.; дефектний провід — 12 км (порушення п.2.4.18 ПУЕ); траверси — 300 шт; дефектні та скляні ізолятори — 720 шт. (порушення п.2.4.32 ПУЕ); пошкоджені вводи в житлові будинки (порушення п.2.4.13 ПУЕ). Крім того через те, що с.Олександрівка знаходиться у прибережній зоні Дніпровського лиману, у зимовий сезон при зниженні температури нижче 0 градусів на проводах відбувається налипання льоду та снігу, що при сильному вітрі призводить до постійних обривів ліній. КТП-789 знаходиться на значній відстані від місця базування оперативно-виїзних бригад (51,4км) та у випадку ожеледиці проїзд до місця аварії є майже неможливим, що значно збільшує час, необхідний для ремонту лінії.

За останні 10 років на даній ПЛ капітальний ремонт не виконувався. Останнє технічне обслуговування, під час якого було розчищено трасу ПЛ від дерев, перетягнуто 7,4км проводу та замінено 110 в'язок, проводилось у 2019 році.

Відомість замірів підстанції КТП-789 Білозерка ($P_{ном}=160$ кВА)

Дата	Секція шин, фідер	U _a , кВ	U _b , кВ	U _c , кВ	I _a , А	I _b , А	I _c , А
<u>20.06.2018 13:34</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,24	0,24	61	86	67
	ТП-789 Л-1 Білозерка				36	48	46
	ТП-789 Л-2 Білозерка				25	38	21
<u>19.12.2018 12:34</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,24	0,24	73	98	79
	ТП-789 Л-1 Білозерка				41	54	51
	ТП-789 Л-2 Білозерка				32	44	28
<u>19.06.2019 12:34</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,24	0,24	56	64	64
	ТП-789 Л-1 Білозерка				22	36	41
	ТП-789 Л-2 Білозерка				34	28	23
<u>18.12.2019 12:34</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,24	0,24	65	42	35
	ТП-789 Л-1 Білозерка				27	29	12
	ТП-789 Л-2 Білозерка				38	13	23
<u>17.06.2020 12:34</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	33	26	27
	ТП-789 Л-1 Білозерка				19	15	17
	ТП-789 Л-2 Білозерка				14	11	10
<u>16.12.2020 12:34</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	84	63	79
	ТП-789 Л-1 Білозерка				49	40	37
	ТП-789 Л-2 Білозерка				35	23	42

Від даної ПЛ-0,4кВ живиться 117 споживачів електричної енергії, які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт. Для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, а також з метою приведення рівня величини напруги на вводах в житлові будинки частини с.Олександрівка, які заживлені від ПЛ-0,4кВ від КТП-789 до вимог ГОСТу 3109-97, задоволення

численних скарг споживачів щодо якості електропостачання та зменшення аварійності, Товариство в 2021 році внесло до інвестиційної програми реконструкцію ПЛ-0,4кВ з розукрупненням, переключенням частини ПЛ-0,4кВ на нові ТП, заміною проводів на самоутримний ізольований провід, заміною опор для скорочення прольотів та заміною введів в будинки з встановлення закритого комплексу обліку електроенергії в зручному для обслуговування місці, на фасадах будинків.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від КТП-789, що склав 27%.

Індекс тривалості відключень (SAIDI) у розрізі Товариства складає 0,00648%.

Відповідно до завдання на проєктування, затвердженого АТ «Херсонобленерго», власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію “Реконструкція ПЛ 0,4кВ від КТП-789 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ на нові ТП в с.Олександрівка Білозерського району, Херсонської області” на суму 3820,00 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

1. реконструкція (заміна неізольованих проводів та стояків опор) лінії Л-1 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №789 від оп. №1-оп. №4, оп.№3 — оп. №27 — оп. №35, оп. №4 — оп.№52 — оп.№60;

2. реконструкція (заміна неізольованих проводів та стояків опор) лінії Л-2 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №789 від оп.№1 — оп.№4 — оп.№21 — оп.№30;

3. реконструкція (заміна неізольованих проводів та стояків опор) лінії Л-1 ПЛ-0,38кВ нової ЩТП-10/0,4кВ від оп.№7 — оп.№31 — оп.№46, або лінії Л-2 ЛП-0,38кВ оп.№7 — оп.№31-оп.№46 КТП-10/0,4кВ №789;

4. реконструкція (заміна неізольованих проводів та стояків опор) лінії Л-2 ПЛ-0,38кВ нової ЩТП-10/0,4кВ від оп.№8 — оп.№12 — оп.№20, оп.№12 — оп.№52, або лінії Л-2 ПЛ-0,38кВ оп.№8 — оп.№12 — оп.№20, оп.№12 — оп. №52 КТП-10/0,4кВ №789;

5. реконструкція (заміна неізольованих проводів та стояків опор) лінії Л-4 ПЛ-0,38кВ нової КТПК-10/0,4кВ від оп.№36 — оп.№41, оп.№53 — оп.№55, або лінії Л-1 ПЛ-0,38кВ оп.№36- оп.№41, оп.№53 — оп.№55 КТП-10/0,4кВ №789;

6. реконструкція (заміна неізольованих проводів та стояків опор) лінії Л-2 ПЛ-0,38кВ нової КТПК-10/0,4кВ від оп.№73 — оп.№79, або лінії Л-1 ПЛ-0,38кВ оп.№73 — оп.№79 КТП-10/0,4кВ №789;

7. реконструкція (заміна неізольованих проводів та стояків опор) лінії Л-3 ПЛ-0,38кВ нової КТПК-10/0,4кВ від оп.№14 — оп.№16 — оп.№87, оп.№16 — оп.№22 — оп.№94, оп.№22 — оп.№26, або лінії Л-1 ПЛ-0,38кВ оп.№14 — оп. №16 — оп.№87, оп.№16 — оп.№22 — оп.№94, оп.№22 — оп.№26 КТП-10/0,4кВ №789;

8. реконструкція (заміна неізолюваних проводів та стоеків опор) лінії Л-4 ПЛ-0,38кВ нової КТПК-10/0,4кВ від оп.№13 — оп.№10 — оп.№72, або Л-1 ПЛ-0,38кВ оп.№13 — оп.№10 — оп.№72 КТП-10/0,4кВ №789;

9. Демонтаж неізолюваних проводів та стоеків опор (які замінюються) ліній Л-1 та Л-2 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №789;

10. заміна існуючих відгалуджень абонентів та шаф ЗКОЕ від ліній Л-1 та Л-2 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №789, відгалудження яких виконані кабелями, неізолюваними проводами та дефектними самонесучими ізолюваними проводами;

11. додатково передбачено заміну існуючої мережі вуличного освітлення, прокладання якої здійснюється сумісним підвісом з лініями Л-1 та Л-2 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №789.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ 0,4кВ від КТП-789 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ на нові ТП в с.Олександрівка Білозерського району, Херсонської області							
Перелік ПЛ-0,4 кВ		КТП-789; ТП-нова(Робоча, Садова), ТП-нова,(Комсомольська), ТП-нова (Кооперативна, Поперечна)							
		Л-1 (789)	Л-2 (789)	Л-1 (Роб., Сад.)	Л-2 (Роб., Сад.)	Л-1 (Комс.)	Л-2 (Кооп., Попер.)	Л-3 (Кооп., Попер.)	Л-4 (Кооп., Попер.)
Довжина ПЛ	Всього	764	419	749	828	216	315	901	386
	Довжиною більше 400 м	0	0	0	65	0	0	0	0
	%	0.00%	0.00%	0.00%	7.85%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		2.51%	1.98%	1.36%	1.06%	-	-	1.65%	1.41%
Кількість споживачів	Всього, шт.	22	9	23	10	8	6	26	11
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	22	9	23	9	8	6	26	11
	%	100.00	100.00	100.00	90.00	100.00	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	0	0	1	0	0	0	0
	%	0.00	0.00	0.00	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Споживання	Всього, кВт*г	5550	942	3452	2369	531	1324	3938	1646

електричної енергії, кВт*г за місяць	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	5550	942	3452	1923	531	1324	3938	1646
	%	100.0 0	100.0 0	100.0 0	81.17	100.00	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	0	0	446	0	0	0	0
	%	0.00	0.00	0.00	18.83	0.00	0.00	0.00	0.00
Сумарна договірنا потужність кВт		71.5	24.2	67.2	30.4	53.1	17.2	72	29.7
Сумарна проектна потужність кВт		116	45	115	50	65.5	30	130	55
Рівні замірів в режимний день А/кВт		48,7/ 31,79	34,7/ 22,63	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	193.04							
	На 1-го споживача	1.68							
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		3820							
Окупність згідно проектних рішень, роки		19.8							
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		550.0							
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не		22.6							

увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки	
---	--

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 550 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткового ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 22,6 років. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше 400м, менше 5%, а втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять 1-2,51%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Після реалізації будівництва розвантажувальної ТП та здійснення реконфігурації відповідної мережі, дана мережа буде забезпечувати мінімальний рівень навантаження, на рівні не менше 5 кВт.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ 0,4кВ від КТП-789 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ на нові ТП в с.Олександрівка Білозерського району Херсонської області» є ефективним заходом інвестиційної програми 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації 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	1.64	30	49.2
Чорний металолом	0.2	5.5	1.1
Разом			50.3

2.Зниження ГВЕ

Зменшення втрат електроенергії $V_{\text{втрат}}$ згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням втрат на відповідний тариф.

$$V_{\text{втрат}} = W * C_{\text{вх.}}, \text{ де}$$

W – втрати електроенергії,

$C_{\text{вх.}}$ - покупной тариф

У середньому, за власними розрахунками Товариства, зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину проводу, оптимізації довжини ПЛ, заміни неізолюваного проводу на ізолюваний на 1 км ПЛ дорівнює 183,33 кВт.г за 1 місяць. Відповідно після реалізації проекту ГВЕ зменшиться на:

$$183,33 \text{ кВт} \cdot \text{год} * 12 \text{ міс} * 4,1 \text{ км} = 9019,84 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

Фактичний середній тариф на куповану електричну енергію – 1,40 грн/кВт·г.

Отже, зниження величини втрат в грошовому еквіваленті дорівнюватиме:

$$9019,84 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік} * 1,40 \text{ грн} / \text{кВт} = 12,63 \text{ тис. грн.}$$

3.Зниження витрат на аварійно-відновлювальні роботи, зниження операційних витрат

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість опор на 1км ПЛ 0,4кВ –30 шт. необхідно використати:

Досвід експлуатації ПЛ-0,4кВ дозволяє встановити, що при експлуатаційному обслуговуванні ПЛ-0,4кВ необхідно замінити близько 30% дефектних опор (10шт/км.) та заміна на ізолювані близько 10 введів до будинків. Реконструкція ЛЕП дозволить уникнути наступних затрат:

Зниження витрат на матеріали та обладнання:

Матеріали	Кількість	Од. вимір.	Ціна за од. (грн)	Вартість матеріалу (тис. грн. (без ПДВ))
Стояки (СВ-9,5-2)	41	шт	1677	68.76
Провід алюмінієвий А35	1.64	т	103000	168.92
Ізолятори ТФ-20	164	шт	23.38	3.83

Траверса ТН-12	41	шт	172	7.05
Провід СП 2х16	1.23	км	15900	19.56
Комплект затискачів для вводів	41	шт	350	14.35
Всього на матеріали та обладнання, тис. грн:				282.47

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 395,46 тис. грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем.}} = 395.46/5 = 79.09 \text{ тис.грн.}$$

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.

$$30 \div 15 \text{ років} = 2$$

Враховуючи величину річного споживання — 274298 кВт*год/рік, річне збільшення корисного відпуску становитиме:

$$274298 * 2\% = 5485,96 \text{ кВт*год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	5485,96	1,4	7,68
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			7,68

5.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$124 * 200 = 24,8 \text{ тис.грн.}$$

6.Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2019 по 01.01.2020 ПЛ-0,4кВ від ТП-820 аварійно вимикалась 8 разів і сумарна тривалість відключень склала 7302 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить –54,425 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$B_{\text{відк}} = 7302/60 \cdot 54,425 \cdot 1,4 = 9,273 \text{ тис.грн.}$$

7.Інше

Назва заходу складової економічного ефекту	кВт·год	грн/кВт·год	тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	6624	1,40	9,27
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			9,27

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)					
Зниження ТВЕ	Зниження операційних витрат	Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
12,63	79.09169	7.6803	24.80	9.27299	9.2730

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 142.75 тис. грн. (без ПДВ).

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
3820	50,3	142,75	19,8

Очікуваний термін окупності складе — 19,8 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2960.8 тис. грн (без ПДВ).

3.4. Реконструкція ПЛ 0,4кВ від КТП-634 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ на нове ТП в с.Олександрівка Білозерського району Херсонської області

ПЛ-0,4кВ від КТП-634 потужністю 250кВА живить 131 побутових абонента та 7 юридичних абонентів, а саме вуличне освітлення, дитячий садок та ін.

Згідно з дефектним актом та листом огляду довжина ПЛ — 6,1 км, рік будівництва — 1991, інв. №001635, повітряна лінія має велику кількість дефектних елементів, що підлягають заміні, а саме: опори у кількості 62 шт.; дефектний провід — 6,5 км (порушення п.2.4.18 ПУЕ); траверси — 135 шт; дефектні та скляні ізолятори — 370 шт. (порушення п.2.4.32 ПУЕ); пошкоджені вводи в житлові будинки (порушення п.2.4.13 ПУЕ). Крім того через те, що с.Олександрівка знаходиться у прибережній зоні Дніпровського лиману, у зимовий сезон при зниженні температури нижче 0 градусів на проводах відбувається налипання льоду та снігу, що при сильному вітрі призводить до постійних обривів ліній. КТП-634 знаходиться на значній відстані від місця базування оперативно-виїзних бригад (51,4км) та у випадку ожеледиці проїзд до місця аварії є майже неможливим, що значно збільшує час, необхідний для ремонту лінії.

Останній капремонт на даній ПЛ, під час якого було замінено 0,7км проводу, 15 вводів та 2 стояка опори, був виконаний у 2018 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Відомість замірів підстанції КТП-634 Білозерка (Pном=250 кВА)

Дата	Секція шин, фідер	Ua, кВ	Ub, кВ	Uc, кВ	Ia, А	Ib, А	Ic, А
<u>20.16.2018 12:17</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,235	0,232	0,229	17	25	29
	ТП-634 Л-1 Білозерка				10	15	13
	ТП-634 Л-2 Білозерка				7	10	16
<u>19.12.2018 11:17</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	31	38	51
	ТП-634 Л-1 Білозерка				19	22	28
	ТП-634 Л-2 Білозерка				12	16	23
<u>19.06.2019 11:17</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	46	31	36
	ТП-634 Л-1 Білозерка				28	24	31
	ТП-634 Л-2 Білозерка				18	7	5
<u>18.12.2019 11:17</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	71	50	36
	ТП-634 Л-1 Білозерка				49	22	34
	ТП-634 Л-2 Білозерка				22	28	2
<u>17.06.2020 11:17</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,24	49	52	39
	ТП-634 Л-1 Білозерка				29	42	33
	ТП-634 Л-2 Білозерка				20	10	6
<u>16.12.2020 11:17</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,24	48	47	46
	ТП-634 Л-1 Білозерка				27	35	38
	ТП-634 Л-2 Білозерка				21	12	8

Від даної ПЛ-0,4кВ живиться 135 споживачів електричної енергії, які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт. Для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, а також з метою приведення рівня величини напруги на вводах в житлові будинки частини с.Олександрівка, які заживлені від ПЛ-0,4кВ від КТП-634 до вимог ГОСТу 3109-97, задоволення численних скарг споживачів щодо якості електропостачання та зменшення аварійності, Товариство в 2021 році внесло до інвестиційної програми реконструкцію ПЛ-0,4кВ з розукрупненням, переключенням частини ПЛ-0,4кВ на нові ТП, заміною проводів на самоутримний ізольований провід, заміною опор для скорочення прольотів та заміною вводів в будинки з встановлення закритого комплексу обліку електроенергії в зручному для обслуговування місці, на фасадах будинків.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від КТП-634, що склав 34%.

Індекс тривалості відключень (SAIDI) у розрізі Товариства складає 0,00363%.

Відповідно до завдання на проєктування, затвердженого АТ «Херсонобленерго», власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ 0,4кВ від КТП-634 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ на нове ТП в с.Олександрівка Білозерського району Херсонської області", на суму 4372,17 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- Запроектувати реконструкцію ПЛ-0,4 кВ від КТП-634 з заміною дефектних з/б опор, дерев'яних опор та опор що не відповідають вимогам НТД. З заміною проводу на провід типу AsxSn та вводів в будинки.

Л-1 від КТП-634

- заміна існуючого автоматичного вимикача Л-1 РП-0,4кВ КТП-634;
- реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-1 опори №1-8,14-40,53-68 від КТП-634;

Л-2 від КТП-634

- встановлення додаткового автоматичного вимикача Л-2 РП-0,4кВ КТП-634;
- реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-1 опори №1-13,69-91 від КТП-634;

Л-3 від КТП-634

- реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-2 опори №1-18,25-30,41-46 від КТП-634;

Л-1 від нової ЩТП, що проєктується на розі вул.Кооперативна та вул. Поперечна

- реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-1 оп.№41-52 від КТП-634;

Л-2 від нової ЩТП, що проєктується на розі вул.Кооперативна та вул. Поперечна

- реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-2 оп.№19-24,31-40 від КТП-634;

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛІ 0,4кВ від КТП-634 з переключенням частини ПЛІ-0,4кВ на нове ТП в с.Олександрівка Білозерського району Херсонської області				
Перелік ПЛІ-0,4 кВ		КТП-634; ТП-нова(Кооперативна, Поперечна)				
		Л-1 (634)	Л-2 (634)	Л-3 (634)	Л-1 (Кооп., Попер.)	Л-2 (Кооп., Попер.)
Довжина ПЛІ	Всього	1461	884	864	299	627
	Довжиною більше 400 м	145	28	0	0	0
	%	9.92%	3.17%	0.00%	0.00%	0.00%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		-0.85%	-3.95%	-0.97%	1.31%	0.75%
Кількість споживачів	Всього, шт.	47	31	32	12	13
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	41	31	32	12	13
	%	87.23	100.00	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	6	0	0	0	0
	%	12.77	0.00	0.00	0.00	0.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	9000	6993	3223	1735	1816
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	7701	6993	3223	1735	1816
	%	85.57	100.00	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	1299	0	0	0	0
	%	14.43	0.00	0.00	0.00	0.00
Сумарна договірна потужність кВт		130.8	124.9	87.8	32.6	35
Сумарна проектна потужність кВт		235	190	160	60	65
Рівні замірів в режимний день А/кВт		50,7/ 32,5	23,7/ 15,24	-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	171.87				
	На 1-го споживача	1.26				
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		4372.17				
Окупність згідно проектних рішень,		25.4				

роки	
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)	450.0
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки	28.3

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 450 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткового ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 28,3 років. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше 400м, менше 5%, а втрати напруги в кінці ліній згідно проєктних рішень становлять 3,17 - 9,92%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Після реалізації будівництва розвантажувальної ТП та здійснення реконфігурації відповідної мережі, дана мережа буде забезпечувати мінімальний рівень навантаження, на рівні не менше 5 кВт.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ 0,4кВ від КТП-634 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ на нове ТП в с.Олександрівка Білозерського району Херсонської області» є ефективним заходом інвестиційної програми 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних

збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації 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	1.53	30.00	45.84
Чорний металолом	0.19	5.50	1.04
Разом			46.88

2.Зниження ТВЕ

Зменшення втрат електроенергії $V_{\text{втр}} \text{трат}$ згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням втрат на відповідний тариф.

$$V_{\text{втр}} = W * C_{\text{вх.}}, \text{ де}$$

W – втрати електроенергії,

$C_{\text{вх.}}$ - покупной тариф

У середньому, за власними розрахунками Товариства, зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину проводу, оптимізації довжини ПЛ, заміни неізолюваного проводу на ізолюваний на 1 км ПЛ дорівнює 183,33 кВт.г за 1 місяць. Відповідно після реалізації проекту ТВЕ зменшиться на:

$$183,33 \text{ кВт} * \text{год} * 12 \text{ міс} * 3,82 \text{ км} = 8403,85 \text{ кВт} * \text{год} / \text{рік}$$

Фактичний середній тариф на куповану електричну енергію – 1,40 грн/кВт·г.

Отже, зниження величини втрат в грошовому еквіваленті дорівнюватиме:

$$8403,85 \text{ кВт} * \text{год} / \text{рік} * 1,40 \text{ грн} / \text{кВт} = 11,765 \text{ тис. грн.}$$

3.Зниження витрат на аварійно-відновлювальні роботи, зниження операційних витрат

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість опор на 1км ПЛ 0,4кВ –30 шт. необхідно використати:

Досвід експлуатації ПЛ-0,4кВ дозволяє встановити, що при експлуатаційному обслуговуванні ПЛ-0,4кВ необхідно замінити близько 30% дефектних опор (10шт/км.) та заміна на ізолювані близько 10 вводів до будинків. Реконструкція ЛЕП дозволить уникнути наступних затрат:

Зниження витрат на матеріали та обладнання:

Матеріали	Кількість	Од. вимір.	Ціна за од. (грн)	Вартість матеріалу (тис. грн. (без ПДВ))
Стояки (СВ-9,5-2)	39	шт	1677	65.4
Провід алюмінієвий А35	1.53	т	103000	157.38
Ізолятори ТФ-20	156	шт	23.38	3.65
Траверса ТН-12	39	шт	172	6.71
Провід СІП 2х16	1.17	км	15900	18.6
Комплект затискачів для вводів	39	шт	350	13.65
Всього на матеріали та обладнання, тис. грн:				265.4

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 371,55 тис. грн. Капрмонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем.}} = 371,55/5 = 74,31 \text{ тис.грн.}$$

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.

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи величину річного споживання — 316028 кВт*год/рік, річне збільшення корисного відпуску становитиме:

$$316028 * 2\% = 6320,56 \text{ кВт*год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	6320,56	1,4	8,85
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			8,85

5.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$131 \cdot 200 + 7 \cdot 400 = 29 \text{ тис.грн.}$$

6.Зниження потенційних очікуваних збитків

За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від КТП-789 аварійно вимикалась 1 раз і сумарна тривалість відключень склала 481 хв.

Згідно з режимними вимірами фактичне завантаження становить – 47,479кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$V_{\text{відк}} = 481/60 \cdot 47,479 \cdot 1,4 = 0,53288 \text{ тис.грн.}$$

7.Інше

Назва заходу складової економічного ефекту	кВт·год	грн/кВт·год	тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	381	1,40	0,53
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			0,53

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)

Зниження ТВЕ	Зниження операційних витрат	Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
11,77	74.31068	8.8488	29.00	0.53288	0.5329

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 124.99 тис. грн. (без ПДВ).

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
4372,17	46,88	124,99	25,4

Очікуваний термін окупності складе — 25,4 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2611.7 тис. грн (без ПДВ).

3.5. Реконструкція ПЛ-0,4кВ від КТП-1167 в смт.Білозерка Білозерського району Херсонської області

ПЛ-0,4кВ від КТП-1167 потужністю 160 кВА живить 113 побутових абонентів.

Згідно з дефектним актом та листом огляду довжина ПЛ-0,4кВ від КТП-1167 — 2,5 км, рік будівництва — 1968, інв. №001349, повітряна лінія має велику кількість дефектних елементів, що підлягають заміні, а саме: опори у кількості 76 шт.; дефектний провід — 6,5 км (порушення п.2.4.18 ПУЕ); траверси — 160 шт.; дефектні та скляні ізолятори — 320 шт. (порушення п.2.4.32 ПУЕ); пошкоджені вводи в житлові будинки (порушення п.2.4.13 ПУЕ).

Останній капремонт на даній лінії, під час якого було замінено 7 вводів та 0,5км проводу, був виконаний у 2020 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Відомість замірів підстанції КТП-1167 Белозерка (Pном=160 кВА)

Дата	Секція шин, фідер	Ua, кВ	Ub, кВ	Uc, кВ	Ia, А	Ib, А	Ic, А
<u>18.12.2019 12:46</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,238	0,239	0,239	23	44	43
	ТП-1167 Л-1 Белозерка				19	25	36
	ТП-1167 Л-2 Белозерка				4	19	5
<u>17.06.2020 12:46</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	13	13	17
	ТП-1167 Л-1 Белозерка				13	11	16
	ТП-1167 Л-2 Белозерка				0	2	1
<u>16.12.2020 11:58</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	16	17	12
	ТП-1167 Л-1 Белозерка				15	14	11
	ТП-1167 Л-2 Белозерка				1	3	1

Від даної ПЛ-0,4кВ живиться 71 споживачів електричної енергії, які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт. Для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, а також з метою приведення рівня величини напруги на вводах в житлові будинки частини смт. Білозерка, які заживлені від ПЛ-0,4кВ від КТП-1167 до вимог ГОСТу 3109-97 та задоволення численних скарг споживачів щодо якості електропостачання, Товариство в 2021 році внесло до інвестиційної програми реконструкцію ПЛ-0,4кВ від КТП-1167 із

переключенням ділянок ПЛ на нову ТП, заміною проводів на самоутримний ізольований провід, заміною опор для скорочення прольотів та заміною введів в будинки з встановлення закритого комплексу обліку електроенергії в зручному для обслуговування місці, на фасадах будинків.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від КТП-1167, що склав 54%.

Індекс тривалості відключень (SAIDI) у розрізі Товариства складає 0,4264хв.

Відповідно до завдання на проєктування, затвердженого АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проєктно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-0,4кВ від КТП-1167 в смт. Білозерка Білозерського району Херсонської області", на суму 2463,75 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція ПЛ-0,4 кВ від КТП-1167 з заміною дефектних з/б опор, заміна існуючого проводу на самоутримний ізольований провід типу AsxSn
Л-1 від ТП-1167

– реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-1 опори №1-25 від КТП-1167;

Л-2 від ТП-1167

- заміна існуючого автоматичного вимикача в РП-0,4кВ Л-2 від КТП-1167;

– реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-2 опори №1-21 від КТП-1167;

Л-1 від нової ТП, що проєктується на вул Стадіонна

- реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-1 опор №35-55 від КТП-1167;

Л-2 від нової ТП, що проєктується на вул Стадіонна

- реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-1 №26-34; 31,39-43; 44-47 від КТП-1167;

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-0,4кВ від КТП-1167 в смт.Білозерка Білозерського району Херсонської області			
		КТП-1167; ТП-нова			
Перелік ПЛ-0,4 кВ		Л-1 (1167)	Л-2 (1167)	Л-1 (нова)	Л-2 (нова)
Довжина ПЛ	Всього	1020	585	509	850
	Довжиною більше 400 м	87	0	0	45
	%	8.53%	0.00%	0.00%	5.29%
Втрати напруги (U, %) згідно проєктних рішень		-0.66%	2.64%	1.80%	-2.38%
Кількість споживачів	Всього, шт.	26	33	12	13
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	15	33	12	13
	%	57.69	100.00	100.00	100.00

	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	11	0	0	0
	%	42.31	0.00	0.00	0.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	2118	2861	1075	2237
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	1599	2861	1075	2237
	%	75.50	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	519	0	0	0
	%	24.50	0.00	0.00	0.00
Сумарна договірна потужність кВт		75.8	88.4	32.2	43.8
Сумарна проектна потужність кВт		130	165	60	65
Рівні замірів в режимний день А/кВт		13,3/ 8,46	1,67/ 1,2	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	104.96			
	На 1-го споживача	1.25			
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		2463.75			
Окупність згідно проектних рішень, роки		23.47			
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		422.0			
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		27.5			

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 422 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткового ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 27,5 років. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше 400м, менше 10%, а втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять 5,29 - 8,53%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Після реалізації будівництва розвантажувальної ТП та здійснення реконфігурації відповідної мережі, дана мережа буде забезпечувати мінімальний

рівень навантаження, на рівні не менше 5 кВт.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-0,4кВ від КТП-1167 в с.м. Білозерка Білозерського району Херсонської області» є ефективним заходом інвестиційної програми 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання та переводяться в металобрухт.

Оприбуткування зворотних матеріалів			
	Кількість після демонтажу	Вартість за тону	Вартість матеріалів
Кольоровий металолом	0.96	30	28.92
Чорний металолом	0.12	5.5	0.67
Разом			29.59

2. Зниження ТВЕ

Зменшення втрат електроенергії $V_{\text{втр}} \text{ згідно ГКД 340.000.002-97}$ визначається множенням втрат на відповідний тариф.

$$V_{\text{втр}} = W * C_{\text{вх.}}, \text{ де}$$

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 неізолюваного проводу на ізолюваний на 1 км ПЛ дорівнює 183,33 кВт.г за 1 місяць. Відповідно після реалізації проекту ТВЕ зменшиться на:

$$183,33 \text{ кВт} \cdot \text{год} \cdot 12 \text{ міс} \cdot 2,41 \text{ км} = 5301,90 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

Фактичний середній тариф на куповану електричну енергію – 1,40 грн/кВт·г.

Отже, зниження величини втрат в грошовому еквіваленті дорівнюватиме:

$$5301,90 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік} \cdot 1,40 \text{ грн} / \text{кВт} = 7,42 \text{ тис. грн.}$$

3.Зниження витрат на аварійно-відновлювальні роботи, зниження операційних витрат

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість опор на 1км ПЛ 0,4кВ –30 шт. необхідно використати:

Досвід експлуатації ПЛ-0,4кВ дозволяє встановити, що при експлуатаційному обслуговуванні ПЛ-0,4кВ необхідно замінити близько 30% дефектних опор (10шт/км.) та заміна на ізолювані близько 10 вводів до будинків. Реконструкція ЛЕП дозволить уникнути наступних затрат:

Зниження витрат на матеріали та обладнання:

Матеріали	Кількість	Од. вимір.	Ціна за од. (грн)	Вартість матеріалу (тис. грн. (без ПДВ))
Стояки (СВ-9,5-2)	25	шт	1677	41.93
Провід алюмінієвий А35	0.96	т	103000	99.29
Ізолятори ТФ-20	100	шт	23.38	2.34
Траверса ТН-12	25	шт	172	4.30
Провід СІП 2х16	0.75	км	15900	11.93
Комплект затискачів для вводів	25	шт	350	8.75
Всього на матеріали та обладнання, тис. грн:				168.53

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 235.94 тис. грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем.}} = 235.94 / 5 = 47.19 \text{ тис. грн.}$$

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» ГД 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.

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи величину річного споживання — 99220 кВт*год/рік, річне збільшення корисного відпуску становитиме:

$$99220 * 2\% = 1984,4 \text{ кВт*год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	1984,4	1,4	2,78
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			2,78

5.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$85 * 200 = 17 \text{ тис.грн.}$$

6.Зниження потенційних очікуваних збитків

За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від КТП-1167 аварійно вимикалась 7 разів і сумарна тривалість відключень склала 2215 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 9,522 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$V_{\text{відк}} = 2215/60 \cdot 9,522 \cdot 1,4 = 0,492 \text{ тис.грн.}$$

7.Інше

Назва заходу складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон	352	1,40	0,49

України від 23.06.2005 № 2706-IV)			
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			0,49

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)					
Зниження ТВЕ	Зниження операційних витрат	Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
7,42	47.19	2.78	17.00	0.49	0.49

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 75.37 тис. грн. (без ПДВ).

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
2463,75	29.59	75.37	23.47

Очікуваний термін окупності складе — 23.47 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1428.98 тис. грн (без ПДВ).

3.6. Реконструкція ПЛ-0,4кВ від ТП-17 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ від ТП-17 на ПЛ-0,4кВ від ТП-18 та переключенням частини ПЛ-0,4кВ від ТП-58 на ПЛ-0,4кВ від ТП-17, смт. Білозерка

ПЛ-0,4кВ від ТП-17 потужністю 250кВА живить 322 побутових абонентів та 1 юридичного абонента, а саме Акціонерне товариство "Херсонгаз".

Згідно з дефектним актом та листом огляду довжина ПЛ — 3,21 км, рік будівництва — 1959, інв. №001357, повітряна лінія має велику кількість дефектних елементів, що підлягають заміні, а саме: опори у кількості 25 шт.; траверси — 75 шт; дефектні та скляні ізолятори — 100 шт (порушення п.2.4.32 правил улаштування електроустановок ПУЕ).; провід — 0,9 км (порушення п.2.4.18 ПУЕ); пошкоджені вводи в житлові будинки (порушення п.2.4.13 ПУЕ).

За останні 10 років капітальний ремонт даної ПЛ не проводився. Останнє технічне обслуговування, під час якого було замінено 100 в'язкок проводу, розчищено трасу ПЛ від дерев, перетягнуто 15 вводів та 7,4км проводу, проводилось у 2020 році.

Відомість замірів підстанції КТП-17 Білозерка (Pном=250 кВА)

Дата	Секція шин, фідер	Ua, кВ	Ub, кВ	Uc, кВ	Ia, А	Ib, А	Ic, А
<u>20.06.2018 14:53</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,24	0,24	73	67	62
	ТП-17 Л-1 Білозерка				15	20	15
	ТП-17 Л-2 Білозерка				40	30	30
	ТП-17 Л-3 Білозерка				15	15	15
	ТП-17 Л-4 Білозерка				0	0	0
	ТП-17 Л-5 Білозерка				3	2	2
<u>19.12.2018 13:53</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,24	0,24	105	97	96
	ТП-17 Л-1 Білозерка				26	25	20
	ТП-17 Л-2 Білозерка				45	36	38
	ТП-17 Л-3 Білозерка				21	21	22
	ТП-17 Л-4 Білозерка				5	8	10
	ТП-17 Л-5 Білозерка				8	7	6
<u>19.06.2019 13:53</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	49	45	41
	ТП-17 Л-1 Білозерка				18	8	6
	ТП-17 Л-2 Білозерка				21	30	21
	ТП-17 Л-3 Білозерка				8	5	12
	ТП-17 Л-4 Білозерка				1	1	1
	ТП-17 Л-5 Білозерка				1	1	1
<u>18.12.2019 13:53</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,24	0,24	49	84	79
	ТП-17 Л-1 Білозерка				9	29	21
	ТП-17 Л-2 Білозерка				22	34	34
	ТП-17 Л-3 Білозерка				15	20	17
	ТП-17 Л-4 Білозерка				0	0	0
	ТП-17 Л-5 Білозерка				3	1	7
<u>17.06.2020 12:00</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,24	0,24	65	61	44
	ТП-17 Л-1 Білозерка				25	15	11
	ТП-17 Л-2 Білозерка				26	33	20
	ТП-17 Л-3 Білозерка				12	10	10
	ТП-17 Л-4 Білозерка				1	1	1
	ТП-17 Л-5 Білозерка				1	2	2
<u>16.12.2020 12:00</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,24	0,24	56	86	55
	ТП-17 Л-1 Білозерка				23	25	9
	ТП-17 Л-2 Білозерка				23	32	25
	ТП-17 Л-3 Білозерка				9	20	19
	ТП-17 Л-4 Білозерка				0	0	0
	ТП-17 Л-5 Білозерка				1	9	2

Від даної ПЛ-0,4кВ живиться 170 споживачів електричної енергії, які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт. Для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених

постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, а також з метою приведення рівня величини напруги на вводах в житлові будинки частини смт.Білозерка, які заживлені від ПЛ-0,4кВ від ТП-17 до вимог ГОСТу 3109-97 та задоволення численних скарг споживачів щодо якості електропостачання, Товариство в 2019 році розробило проектно-кошторисну документацію реконструкції ПЛ-0,4кВ з розукрупненням та заміною проводів на самоутримний ізольований провід, заміною опор для скорочення прольотів та заміною вводів в будинки з встановлення закритого комплексу обліку електроенергії в зручному для обслуговування місці, на фасадах будинків.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-17, що склав 41%.

Індекс тривалості відключень (SAIDI) у розрізі структурного підрозділу складає 0,016%. За останні 3 роки сума компенсацій згідно Постанови НКРЕКП №375 від 12.06.2018р. склала 539,3грн.

Відповідно до завдання на проєктування, власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію [“Реконструкція ПЛ-0,4кВ від ТП-17 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ від ТП-17 на ПЛ-0,4кВ від ТП-18 та переключенням частини ПЛ-0,4кВ від ТП-58 на ПЛ-0,4кВ від ТП-17, смт. Білозерка”](#), на суму 3660,60 тис. грн (без ПДВ), затверджену [наказом №629 від 09.09.2021р.](#), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція ПЛ-0,4кВ від ТП-17, ТП-58 (опора №16-29 Л-2) з заміною дефектних з/б опор, заміна існуючого неізольованого проводу на самоутримний ізольований провід типу AsXS_n;

Л-1 від ТП-17:

- реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-1 опори №1-14 від ТП-17;

Л-2 від ТП-17:

- реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-2 опори №1-16; №2, 23-31 від ТП-17;

Л-3 від ТП-17:

- реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-3 опори №1-13 від ТП-17;

Л-н від ТП-17:

- встановлення додаткового комутаційного апарату в РП-0,4кВ ТП-17;

- виконання струморозділу в прогоні опор №15-16 ПЛ-0,4кВ Л-2 ТП-58;

- будівництво ПЛ-0,4кВ Л-н ТП-17 від додатково встановленого комутаційного апарату в РП-0,4кВ ТП-17 до опори №16 ПЛ-0,4кВ Л-2 ТП-58;

- переключення частини ПЛ-0,4кВ Л-2 опори №16-29 від ТП-58 на нову ПЛ-0,4кВ Л-н, що будується від ТП-17;

- реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-2 опори №16-29 від ТП-58;

Л-н від ТП-18:

- встановлення додаткового комутаційного апарату в РП-0,4кВ ТП-18;

- виконання струморозділу в прогоні опор №9-14 ПЛ-0,4кВ Л-3 від ТП-

17;

- будівництво ПЛІ-0,4кВ Л-н від додатково встановленого комутаційного апарату в РП-0,4кВ ТП-18 до опори №26 ПЛІ-0,4кВ Л-3 ТП-17;
- переключення частини ПЛІ-0,4кВ Л-3 опори №14-26 від ТП-17 на нову ПЛІ-0,4кВ Л-н, що будується від ТП-18;
- реконструкція ПЛІ-0,4кВ Л-3 опори №14-26 від ТП-17;
- Л-1 від нової ЩТП-10/0,4кВ, що проєктується на вул. Михайлевського:
- реконструкція ПЛІ-0,4кВ Л-1 опори №15-31 від ТП-17;
- Л-2 від нової ЩТП-10/0,4кВ, що проєктується на вул. Михайлевського:
- реконструкція ПЛІ-0,4кВ Л-2 опори №32-44 від ТП-17;
- Л-3 від нової ЩТП-10/0,4кВ, що проєктується на вул. Михайлевського:
- реконструкція ПЛІ-0,4кВ Л-2 опори №21-45, №17-20 від ТП-17;
- заміна введів виконаних неізолюваним проводом або кабелем на тросу на провід типу AsXSn та встановлення ЗКОЕ на фасаді будівлі без приладу обліку з автоматичними вимикачами згідно з дозволеною потужністю чинних договорів.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛІ-0,4кВ від ТП-17 з переключенням частини ПЛІ-0,4кВ від ТП-17 на ПЛІ-0,4кВ від ТП-18 та переключенням частини ПЛІ-0,4кВ від ТП-58 на ПЛІ-0,4кВ від ТП-17, смт. Білозерка							
Перелік ПЛІ-0,4 кВ		ТП-17; ТП-18; ТП-нова,(Михайлевського)							
		Л-1 (17)	Л-2 (17)	Л-3 (17)	Л-н (17)	Л-н (18.)	Л-1 (Мих.)	Л-2 (Мих.)	Л-3 (Мих.)
Довжина ПЛІ	Всього	370	800	485	474	429	466	511	551
	Довжиною більше 400 м	0	0	23	38	19	50	83	91
	%	0.00%	0.00%	4.74%	8.02%	4.43%	10.73%	16.24%	16.52%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		1.26%	2.41%	1.64%	-0.32%	0.80%	0.29%	-0.65%	-0.64%
Кількість споживачів	Всього, шт.	18	42	19	27	16	26	25	13
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	18	42	18	24	15	20	20	9
	%	100.00	100.00	94.74	88.89	93.75	76.92	80.00	69.23
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	0	1	3	1	6	5	4
	%	0.00	0.00	5.26	11.11	6.25	23.08	20.00	30.77
Споживання електри	Всього, кВт*г	5826	9896	5886	5933	5405	4963	5721	3527
	Входять в	5826	9896	5716	5653	4676	3587	4548	1634

чної енергії, кВт*г за місяць	зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г								
	%	100.00	100.00	97.11	95.28	86.51	72.27	79.50	46.33
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	0	170	280	729	1376	1173	1893
	%	0.00	0.00	2.89	4.72	13.49	27.73	20.50	53.67
Сумарна договірна потужність кВт		47.4	133.6	50.8	70.8	42.1	68.8	67.2	42.2
Сумарна проектна потужність кВт		90	217	95	135	80	130	125	70
Рівні замірів в режимний день А/кВт		33/21, 4	55,3/3 5,9	31/19, 46	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	237.06							
	На 1-го споживача	1.27							
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		3660.6							
Окупність згідно проектних рішень, роки		15.4							
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		2300.0							
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не		25.1							

увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки	
---	--

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 2300 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткових ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 25,1 років, що перевищує строк експлуатації ПЛ. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше 400м, складає близько 15%, а втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять 5,29 - 8,53%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Після реалізації будівництва розвантажувальної ТП та здійснення реконфігурації відповідної мережі, дана мережа буде забезпечувати мінімальний рівень навантаження, на рівні не менше 5 кВт.

Економічний ефект:

Реалізація проекту “Реконструкція ПЛ-0,4кВ від ТП-17 з перепідключенням частини ПЛ-0,4кВ від ТП-17 на ПЛ-0,4кВ від ТП-18 та перепідключенням частини ПЛ-0,4кВ від ТП-58 на ПЛ-0,4кВ від ТП-17, смт. Білозерка” є ефективним заходом Інвестиційної програми 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання та пере-

водяться в металобрухт.

Оприбуткування зворотніх матеріалів			
	Кількість після демонтажу	Вартість за тону	Вартість матеріалів
Кольоровий металолом	1,6	30	48
Чорний металолом	0,19	5,5	1,07
Разом			49,07

2.Зниження ГВЕ

Зменшення втрат електроенергії $V_{\text{втрат}}$ згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням втрат на відповідний тариф.

$$V_{\text{втрат}} = W * C_{\text{вх.}}, \text{ де}$$

W – втрати електроенергії,

$C_{\text{вх.}}$ - покупний тариф

У середньому, за власними розрахунками Товариства, зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину проводу, оптимізації довжини ПЛ, заміни неізолюваного проводу на ізолюваний на 1 км ПЛ дорівнює 183,33 кВт.г за 1 місяць. Відповідно після реалізації проекту ГВЕ зменшиться на:

$$183,33 \text{ кВт} * \text{год} * 12 \text{ міс} * 4 \text{ км} = 8799,84 \text{ кВт} * \text{год} / \text{рік}$$

Фактичний середній тариф на куповану електричну енергію – 1,40 грн/кВт.г.

Отже, зниження величини втрат в грошовому еквіваленті дорівнюватиме:

$$8799,84 \text{ кВт} * \text{год} / \text{рік} * 1,40 \text{ грн} / \text{кВт} = 12,32 \text{ тис. грн.}$$

3.Зниження витрат на аварійно-відновлювальні роботи, зниження операційних витрат

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість опор на 1км ПЛ 0,4кВ –30 шт. необхідно використати:

Досвід експлуатації ПЛ-0,4кВ дозволяє встановити, що при експлуатаційному обслуговуванні ПЛ-0,4кВ необхідно замінити близько 30% дефектних опор (10шт/км.) та заміна на ізолювані близько 10 введів 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	40	1677	67,08
Провід алюмінієвий А50, т	1,6	103000	164,8
Ізолятори ТФ-20, шт	160	23,38	3,74
Траверса ТН-12, шт	40	172	6,88
Провід СИП 2*16, км	1,2	15900	19,08
Комплект затискачів для введів, шт	40	350	14

Всього на матеріали та обладнання:	275,58
---	---------------

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 385,813 тис. грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем.}} = 385,813/5 = 77,163 \text{ тис.грн.}$$

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.

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи величину річного споживання — 412228 кВт*год/рік, річне збільшення корисного відпуску становитиме:

$$412228 * 2\% = 8244,56 \text{ кВт*год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	8244,56	1,4	11,54
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			11,54

5.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$323 * 200 = 64,6 \text{ тис.грн.}$$

6.Зниження потенційних очікуваних збитків

За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-17 аварійно вимикалась 12 разів і сумарна тривалість відключень склала 5315 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 90.155

кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$B_{\text{відк}} = 5315/60 \cdot 90.155 \cdot 1,4 = 11.181 \text{ тис.грн.}$$

7.Інше

Назва заходу складової економічного ефекту	кВт·год	грн/кВт·год	тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	7986	1,40	11.181
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			11.181

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)

Зниження ТВЕ	Зниження операційних витрат	Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
12,32	77.16262	11.5424	64.60	11.18077	11.1808

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 187,99 тис. грн. (без ПДВ).

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
3660,6	49,07	187,99	15,4

Очікуваний термін окупності складе — 15,4 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2123.15 тис. грн (без ПДВ).

3.7. Реконструкція ПЛ 0,4кВ від КТП-35 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ на ПЛ 0,4кВ від КТП-49 в смт.Білозерка Білозерського району Херсонської області

ПЛ-0,4кВ від КТП-35 потужністю 160 кВА живить 110 побутових та 2 юридичних абонента, а саме: вуличне освітлення та торговельний магазин.

Згідно з дефектним актом та листом огляду довжина ПЛ-0,4кВ від ТП-35 — 2,72 км, рік будівництва — 1968, інв. №001505, повітряна лінія має велику кількість дефектних елементів, що підлягають заміні, а саме: опори у кількості 60 шт.; дефектний провід — 8 км (порушення п.2.4.18 ПУЕ); траверси — 60 шт; дефектні та скляні ізолятори — 250 шт. (порушення п.2.4.32 ПУЕ); пошкоджені вводи в житлові будинки (порушення п.2.4.13 ПУЕ).

Останній капремонт ПЛ, під час якого було перетягнуто 10 вводів, замінено 3км проводу та перетягнуто 2км проводу, був виконаний у 2018 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Відомість замірів підстанції КТП-35 Білозерка ($P_{ном}=160$ кВА)

Дата	Секція шин, фідер	U _a , кВ	U _b , кВ	U _c , кВ	I _a , А	I _b , А	I _c , А
<u>20.06.2018 10:30</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,24	0,23	73	55	51
	ТП-35 Л-1 Білозерка				25	15	20
	ТП-35 Л-2 Білозерка				35	25	15
	ТП-35 Л-3 Білозерка				1	1	1
	ТП-35 Л-4 Білозерка				12	14	15
<u>19.12.2018 09:30</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,24	0,24	80	81	71
	ТП-35 Л-1 Білозерка				30	25	25
	ТП-35 Л-2 Білозерка				41	32	20
	ТП-35 Л-3 Білозерка				1	1	1
	ТП-35 Л-4 Білозерка				17	23	25
<u>19.06.2019 09:30</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,24	0,24	30	45	40
	ТП-35 Л-1 Білозерка				1	1	1
	ТП-35 Л-2 Білозерка				2	3	1
	ТП-35 Л-3 Білозерка				15	24	11
	ТП-35 Л-4 Білозерка				12	17	27
<u>18.12.2019 09:30</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,24	0,24	79	51	91
	ТП-35 Л-1 Білозерка				1	1	0
	ТП-35 Л-2 Білозерка				10	11	9
	ТП-35 Л-3 Білозерка				44	25	47
	ТП-35 Л-4 Білозерка				24	19	35
<u>17.06.2020 09:48</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	93	80	110
	ТП-35 Л-1 Білозерка				1	1	0
	ТП-35 Л-2 Білозерка				9	10	10
	ТП-35 Л-3 Білозерка				41	46	38
	ТП-35 Л-4 Білозерка				42	23	62
<u>16.12.2020 09:48</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	76	79	96
	ТП-35 Л-1 Білозерка				0	0	0
	ТП-35 Л-2 Білозерка				11	11	8
	ТП-35 Л-3 Білозерка				29	43	48
	ТП-35 Л-4 Білозерка				36	25	40

Від даної ПЛ-0,4кВ живиться 104 споживачів електричної енергії, які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт. Для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, а також з метою приведення рівня величини напруги на вводах в житлові будинки частини смт. Білозерка, які заживлені від ПЛ-0,4кВ від КТП-35 до вимог ГОСТу 3109-97 та задоволення численних скарг споживачів щодо якості електропостачання, Товариство в 2021 році внесло до інвестиційної програми реконструкцію ПЛ-0,4кВ від КТП-35 із переключенням ділянок ПЛ на КТП-49, заміною проводів на самоутримний ізольований провід, заміною опор для скорочення прольотів та заміною вводів в будинки з встановлення закритого комплексу обліку електроенергії в зручному для обслуговування місці, на фасадах будинків.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від КТП-35, що склав 67%.

Індекс тривалості відключень (SAIDI) у розрізі Товариства складає 0,201хв.

Відповідно до завдання на проектування, затвердженого АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ 0,4кВ від КТП-35 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ на ПЛ 0,4кВ від КТП-49 в смт. Білозерка Білозерського району Херсонської області", на суму 2826,84 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

реконструкція Л-2 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №35

- заміна проводу на AsXSn 4x50 від РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №35 до оп. №10, заміна проводу на AsXSn 4x25 в проміжку опор №3, 25-30; №7, 16-24;
- заміна комутаційного апарату для Л-2 в РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №35;

реконструкція Л-3 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №35

- заміна проводу на AsXSn 4x50 від РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №5 до оп. №14 ;
- заміна комутаційного апарату для Л-3 в РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №35;

реконструкція Л-4 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №35

- заміна проводу на AsXSn 4x50 від РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №5 до оп. №11 та заміна проводу на AsXSn 4x25 в проміжку опор №1, 17-18;
- перевірка комутаційного апарату для Л-4 в РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №35;

реконструкція Л-5 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №35

- встановлення додаткового комутаційного апарату в РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №35;

– будівництво ПЛ-0,38кВ від додатково встановленого комутаційного апарату в РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №35 до оп. №25 ПЛ-0,38кВ Л-1 КТП-10/0,4кВ №49;

- заміна проводу на AsXSn 4x50 від оп. №25 до оп. №15 ПЛ-0,38кВ Л-1 КТП-10/0,4кВ №49 ;

– демонтаж проводу від оп. №14 до оп. №15 ПЛ-0,38кВ Л-1 КТП-10/0,4кВ №49;

реконструкція Л-3 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №49

- встановлення додаткового комутаційного апарату в РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №49;
- будівництво ПЛІ-0,38кВ від додатково встановленого комутаційного апарату в РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №49 до запроект. оп. №22а ПЛІ-0,38кВ Л-3 КТП-10/0,4кВ №35;
- заміна проводу на AsXSn 4x50 від оп. №15 до оп. №26п ПЛІ-0,38кВ Л-3 КТП-10/0,4кВ №35, від №12 до оп. №16п ПЛІ-0,38кВ Л-4 КТП-10/0,4кВ №35;
 - демонтаж проводу від оп. №14 до оп. №15 ПЛІ-0,38кВ Л-3 КТП-10/0,4кВ №35 та від оп.№11 до оп. №12 ПЛІ-0,38кВ Л-4КТП-10/0,4кВ №35.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛІ 0,4кВ від КТП-35 з переключенням частини ПЛІ-0,4кВ на ПЛІ 0,4кВ від КТП-49 в смт.Білозерка Білозерського району Херсонської області				
		КТП-35; КТП-49				
Перелік ПЛІ-0,4 кВ		Л-2 (35)	Л-3 (35)	Л-4 (35)	Л-5 (35)	Л-3 (49)
Довжина ПЛІ	Всього	980	420	540	430	830
	Довжиною більше 400 м	0	0	40	0	0
	%	0.00%	0.00%	7.41%	0.00%	0.00%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		3.34%	-2.05%	-2.34%	-0.79%	-3.32%
Кількість споживачів	Всього, шт.	7	33	40	24	20
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	7	33	35	24	20
	%	100.00	100.00	87.50	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	0	5	0	0
	%	0.00	0.00	12.50	0.00	0.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	4782	7170	7832	5844	4808
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	4782	7170	6845	5844	4808
	%	100.00	100.00	87.40	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	0	987	0	0
	%	0.00	0.00	12.60	0.00	0.00
Сумарна договірна потужність кВт		46.4	103.6	112.2	64.2	55.4

Сумарна проектна потужність кВт	35	165	200	120	100
Рівні замірів в режимний день А/кВт	10/ 6,14	46/ 26,45	42,33/ 26,87	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	161.24			
	На 1-го споживача	1.30			
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень	2826.84				
Окупність згідно проектних рішень, роки	17.5				
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)	350.0				
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки	19.7				

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 350 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 19,7 років. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше 400м, складає менше 5%, а втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять 0,79 - 3,34%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Після реалізації будівництва розвантажувальної ТП та здійснення реконфігурації відповідної мережі, дана мережа буде забезпечувати мінімальний рівень навантаження, на рівні не менше 5 кВт.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ 0,4кВ від КТП-35 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ на ПЛ 0,4кВ від КТП-49 в смт.Білозерка Білозерського району Херсонської області» є ефективним заходом інвестиційної програми 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання та переводяться в металобрухт.

Оприбуткування зворотних матеріалів			
	Кількість після демонтажу	Вартість за тону	Вартість матеріалів
Кольоровий металолом	1.44	30	43.32
Чорний металолом	0,18	5,5	0,99
Разом			44.31

2. Зниження ТВЕ

Зменшення втрат електроенергії $V_{\text{втр}} \text{трат}$ згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням втрат на відповідний тариф.

$$V_{\text{втр}} = W * C_{\text{вх.}}, \text{ де}$$

W – втрати електроенергії,

$C_{\text{вх.}}$ - покупний тариф

У середньому, за власними розрахунками Товариства, зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину проводу, оптимізації довжини ПЛ, заміни неізолюваного проводу на ізолюваний на 1 км ПЛ дорівнює 183,33 кВт.г за 1 місяць. Відповідно після реалізації проекту ТВЕ зменшиться на:

$$183,33 \text{ кВт} * \text{год} * 12 \text{ міс} * 3,61 \text{ км} = 7941,86 \text{ кВт} * \text{год/рік}$$

Фактичний середній тариф на куповану електричну енергію – 1,40 грн/кВт·г.

Отже, зниження величини втрат в грошовому еквіваленті дорівнюватиме:

$$7941,86 \text{ кВт} * \text{год/рік} * 1,40 \text{ грн/кВт} = 11,12 \text{ тис. грн.}$$

3.Зниження витрат на аварійно-відновлювальні роботи, зниження операційних витрат

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість опор на 1км ПЛ 0,4кВ –30 шт. необхідно використати:

Досвід експлуатації ПЛ-0,4кВ дозволяє встановити, що при експлуатаційному обслуговуванні ПЛ-0,4кВ необхідно замінити близько 30% дефектних опор (10шт/км.) та заміна на ізольовані близько 10 вводів до будинків. Реконструкція ЛЕП дозволить уникнути наступних затрат:

Зниження витрат на матеріали та обладнання:

Матеріали	Кількість	Од. вимір.	Ціна за од. (грн)	Вартість матеріалу (тис. грн. (без ПДВ))
Стояки (СВ-9,5-2)	37	шт	1677	62.05
Провід алюмінієвий А35	1.44	т	103000	148.73
Ізолятори ТФ-20	148	шт	23.38	3.46
Траверса ТН-12	37	шт	172	6.36
Провід СП 2х16	1.11	км	15900	17.65
Комплект затискачів для вводів	37	шт	350	12.95
Всього на матеріали та обладнання, тис. грн:				251.20

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 351.69 тис. грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем.}} = 351.69/5 = 70.34 \text{ тис.грн.}$$

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.

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи величину річного споживання — 329081 кВт*год/рік, річне збільшення корисного відпуску становитиме:

$$329081 * 2\% = 6581,62 \text{ кВт*год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	6581,62	1,4	9,21
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			9,21

5.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$112 * 200 = 22,4 \text{ тис.грн.}$$

6.Зниження потенційних очікуваних збитків

За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-35 аварійно вимикалась 3 разів і сумарна тривалість відключень склала 1381 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 59,883 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$V_{\text{відк}} = 1381/60 \cdot 59,883 \cdot 1,4 = 1,93 \text{ тис.грн.}$$

7.Інше

Назва заходу складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	1378	1,40	1,93
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			1,93

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)
--

Зниження ТВЕ	Зниження операційних витрат	Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
11,12	70,33719	9,21	22,4	1,93	1,93

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 116,93 тис. грн. (без ПДВ).

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
2826,84	44,31	116,93	17,5

Очікуваний термін окупності складе — 17,5 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1639.57 тис. грн (без ПДВ).

3.8. Реконструкція ПЛ-0,4кВ від КТП-115 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ на нову ТП в с.Хорли Каланчацького району Херсонської області

ПЛ-0,4кВ від КТП-115 потужністю 250кВА живить 84 побутових абонента та 2 юридичних абонента, а саме: Басейнове управління водних ресурсів нижнього Дніпра та Опорний заклад "Горьківський заклад повної загальної середньої освіти Каланчацької селищної ради Херсонської області".

Згідно з дефектним актом та листом огляду довжина ПЛ — 5,9 км, рік будівництва — 1988, інв. №009824, повітряна лінія має велику кількість дефектних елементів, що підлягають заміні, а саме: опори у кількості 10 шт.; траверси — 2 шт; дефектні та скляні ізолятори — 384 шт. (порушення п.2.4.32 ПУЕ); дефектний провід — 6,72 км (порушення п.2.4.18 ПУЕ); пошкоджені вводи в житлові будинки (порушення п.2.4.13 ПУЕ).

За останні 10 років капітальний ремонт даної ПЛ не проводився. Останнє технічне обслуговування, під час якого було розчищено трасу ПЛ від дерев, виправлено 8 опор та перетягнуто 0,8км проводу, проводилось 2020 році.

Відомість замірів підстанції КТП-115 Каланчак (P_{ном}=250 кВА)

Дата	Секція шин, фідер	U _a , кВ	U _b , кВ	U _c , кВ	I _a , А	I _b , А	I _c , А
<u>20.06.2018 10:05</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	76	79	70
	ТП-115 Л-1 Каланчак				70	44	50
	ТП-115 Л-2 Каланчак				6	35	20
<u>19.12.2018 10:22</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,24	0,24	53	53	60
	ТП-115 Л-1 Каланчак				10	20	15
	ТП-115 Л-2 Каланчак				20	15	18
	ТП-115 Л-3 Каланчак				23	18	27

19.06.2019 07:51	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	72	66	72
	ТП-115 Л-1 Каланчак				12	12	5
	ТП-115 Л-2 Каланчак				2	10	5
	ТП-115 Л-3 Каланчак				58	44	62
19.12.2019 14:37	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,24	0,24	38	17	31
	[Присіднання № 4]				13	9	2
	ТП-115 Л-1 Каланчак				7	4	14
	ТП-115 Л-2 Каланчак				5	2	3
	ТП-115 Л-3 Каланчак				13	2	12
17.06.2020 07:47	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,24	0,24	70	70	72
	ТП-115 Л-1 Каланчак				15	5	30
	ТП-115 Л-2 Каланчак				5	5	7
	ТП-115 Л-3 Каланчак				30	40	25
	ТП-115 Л-4 Каланчак				20	20	10
16.12.2020 15:09	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,24	0,24	51	26	47
	ТП-115 Л-1 Каланчак				10	11	20
	ТП-115 Л-2 Каланчак				1	2	1
	ТП-115 Л-3 Каланчак				22	10	6
	ТП-115 Л-4 Каланчак				18	3	20

Від даної ПЛ-0,4кВ живиться 75 споживачів електричної енергії, які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт. Для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, а також з метою приведення рівня величини напруги на вводах в житлові будинки частини с.Хорли, які заживлені від ПЛ-0,4кВ від КТП-115 до вимог ГОСТу 3109-97 та задоволення численних скарг споживачів щодо якості електропостачання, Товариство в 2021 році внесло до інвестиційної програми реконструкцію ПЛ-0,4кВ з розукрупненням, переключенням частини ПЛ-0,4 на нову ТП, заміною проводів на самоутримний ізолюваний провід, заміною опор для скорочення прольотів та заміною вводів в будинки з встановлення закритого комплексу обліку електроенергії в зручному для обслуговування місці, на фасадах будинків.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від КТП-115, що склав 36,6%.

Індекс тривалості відключень (SAIDI) у розрізі Товариства складає 0,01243%.

Відповідно до завдання на проєктування, затвердженого АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-0,4кВ від КТП-115 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ на нову ТП в с. Хорли Каланчацького району

Херсонської області", на суму 2573,95 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

Л-1 від КТП-115:

- заміна існуючого проводу Л-1 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №115 в прогоні опор №6-17 на провід AsXS_n 4x70, оп. №17-33, 17-39 на провід AsXS_n 4x50;
- демонтаж існуючого проводу Л-1 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №115: AsXS_n 4x50 від РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №787 до оп. №1, 4А-25 в прогоні опор №1-6, 4А-35 оп. №6-17, 17-33, 17-39;

Л-2 від КТП-115:

- заміна існуючого проводу Л-2 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №115 від РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №115 до оп. №5, в прогоні оп. №5-10, оп. №5-18 на провід AsXS_n 4x50;
- демонтаж існуючого проводу Л-2 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №115: AsXS_n 4x50 від РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №787 до оп. №1, 4А-35 в прогоні опор №1-5, 5-10, 5-18;

Л-1 від нової КТП по вул. Медова:

- заміна існуючого проводу Л-3 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №115: в прогоні опор №21-25, 21-37, 15-30 на провід AsXS_n 4x50;
- демонтаж існуючого проводу Л-3 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №115: AsXS_n 4x70 в прогоні оп. №1-6, 4А-35 в прогоні оп. №7-15, 21-25, 15-30;

Л-2 від нової КТП по вул. Медова:

- заміна існуючого проводу Л-4 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №115: в прогоні опор №16-39 на провід AsXS_n 4x50, в прогоні опор №21-21п2 на провід AsXS_n 4x25;
- демонтаж існуючого проводу Л-4 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №115: AsXS_n 4x70 в прогоні оп. №15-16, 4А-25 в прогоні оп. №16-39, 2А-35 в прогоні оп. №26-30.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-0,4кВ від КТП-115 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ на нову ТП в с.Хорли Каланчацького району Херсонської області			
		КТП-115; ТП-нова			
Перелік ПЛ-0,4 кВ		Л-1 (115)	Л-2 (115)	Л-1 (нова)	Л-2 (нова)
Довжина ПЛ	Всього	846	424	579	566
	Довжиною більше 400 м	232	0	0	0
	%	27.42%	0.00%	0.00%	0.00%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		3.36%	4.24%	1.74%	0.62%
Кількість споживачів	Всього, шт.	32	14	16	19
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	11	14	16	19
	%	34.38	100.00	100.00	100.00

	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	21	0	0	0
	%	65.63	0.00	0.00	0.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	7104	2141	4617	4682
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	2642	2141	4617	4682
	%	37.19	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	4462	0	0	0
	%	62.81	0.00	0.00	0.00
Сумарна договірنا потужність кВт		91.8	38.6	81.1	81.5
Сумарна проектна потужність кВт		160	70	111	117.2
Рівні замірів в режимний день А/кВт		16,67/ 10,86	5,67/ 3,69	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	116.38			
	На 1-го споживача	1.44			
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		2573.95			
Окупність згідно проектних рішень, роки		22.1			
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		710.0			
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		28.2			

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 710 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 28,2 років, що перевищує строк експлуатації ПЛ. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше 400м, складає близько 15%, а втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять 0,62 - 4,24%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Після реалізації будівництва розвантажувальної ТП та здійснення реконфігурації відповідної мережі, дана мережа буде забезпечувати мінімальний

рівень навантаження, на рівні не менше 5 кВт.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-0,4кВ від КТП-115 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ на нову ТП в с.Хорли Каланчацького району Херсонської області» є ефективним заходом інвестиційної програми 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання та переводяться в металобрухт.

Оприбуткування зворотних матеріалів			
	Кількість після демонтажу	Вартість за тону	Вартість матеріалів
Кольоровий металолом	1,04	30	31,2
Чорний металолом	0,13	5,5	0,7
Разом			31,9

2. Зниження ТВЕ

Зменшення втрат електроенергії $V_{\text{втр}}^{\text{ат}}$ згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням втрат на відповідний тариф.

$$V_{\text{втр}}^{\text{ат}} = W * \text{Ц}_{\text{вх.}}, \text{ де}$$

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 неізолюваного проводу на ізолюваний на 1 км ПЛ дорівнює 183,33 кВт.г за 1 місяць. Відповідно після реалізації проекту ТВЕ зменшиться на:

$$183,33\text{кВт}\cdot\text{год} * 12 \text{ міс} * 2,6 \text{ км} = 5719,9 \text{ кВт} \cdot\text{год}/\text{рік}$$

Фактичний середній тариф на куповану електричну енергію – 1,40 грн/кВт·г.

Отже, зниження величини втрат в грошовому еквіваленті дорівнюватиме:

$$5719,9 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{рік} * 1,40 \text{ грн}/\text{кВт} = 8,008 \text{ тис.грн.}$$

3.Зниження витрат на аварійно-відновлювальні роботи, зниження операційних витрат

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість опор на 1км ПЛ 0,4кВ – 30 шт. необхідно використати:

Досвід експлуатації ПЛ-0,4кВ дозволяє встановити, що при експлуатаційному обслуговуванні ПЛ-0,4кВ необхідно замінити близько 30% дефектних опор (10шт/км.) та заміна на ізолювані близько 10 вводів до будинків. Реконструкція ЛЕП дозволить уникнути наступних затрат:

Зниження витрат на матеріали та обладнання:

Матеріали	Кількість	Од. вимір.	Ціна за од. (грн)	Вартість матеріалу (тис. грн. (без ПДВ))
Стояки (СВ-9,5-2)	26	шт	1677	43.6
Провід алюмінієвий А35	1.04	т	103000	107.12
Ізолятори ТФ-20	104	шт	23.38	2.43
Траверса ТН-12	26	шт	172	4.47
Провід СІП 2х16	0.78	км	15900	12.4
Комплект затискачів для вводів	26	шт	350	9.1
Всього на матеріали та обладнання, тис. грн:				179.13

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 250,78 тис. грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем.}} = 250,78/5 = 50,16 \text{ тис.грн.}$$

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» ГД 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.

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи величину річного споживання — 243889 кВт*год/рік, річне збільшення корисного відпуску становитиме:

$$243889 * 2\% = 4877,78 \text{ кВт*год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	4877,78	1,4	6,83
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			6,83

5.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$84 * 200 = 16,8 \text{ тис.грн.}$$

6.Зниження потенційних очікуваних збитків

За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від КТП-115 аварійно вимикалась 2 рази і сумарна тривалість відключень склала 1255 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить —46,029 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$V_{\text{відк}} = 1255/60 \cdot 46,029 \cdot 1,4 = 1,3479 \text{ тис.грн.}$$

7.Інше

Назва заходу складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон	963	1,40	1,35

України від 23.06.2005 № 2706-IV)			
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			1,35

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)					
Зниження ТВЕ	Зниження операційних витрат	Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
8,01	50,16	6,83	16,8	1,35	1,35

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 84.49 тис. грн. (без ПДВ).

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
2573,95	31,9	84,49	22,1

Очікуваний термін окупності складе — 22,1 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1492.89 тис. грн (без ПДВ).

3.9. Реконструкція ПЛ-0,4кВ від ТП-551 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ від ТП-551 на ПЛ-0,4кВ від ТП-181 смт. Новотроїцьке, Н.Троїцького району Херсонської області

ПЛ-0,4кВ від ТП-551 потужністю 250кВА живить 138 побутових абонентів.

Згідно з дефектним актом та листом огляду будівельна довжина ПЛ — 2,95 км, рік будівництва — 1972, інв. №012708, повітряна лінія має велику кількість дефектних елементів, що підлягають заміні, а саме: опори у кількості 16 шт.; траверси — 31 шт; дефектні та скляні ізолятори — 360 шт. (порушення п.2.4.32 ПУЕ); дефектний провід — 3,5 км (порушення п.2.4.18 ПУЕ); пошкоджені вводи в житлові будинки (порушення п.2.4.13 ПУЕ).

Останній капітальний ремонт, під час якого було замінено 6 вводів, був виконаний у 2020 році. Останнє технічне обслуговування проводилось у 2020 році.

Відомість замірів підстанції КТП-551 Новотроїцьк (Pном=250 кВА)

Дата	Секція шин, фідер	Ua, кВ	Ub, кВ	Uc, кВ	Ia, А	Ib, А	Ic, А
20.06.2018 08:30	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	95	60	95
	[Приєднання № 5]				40	40	40

	ТП-551 Л-1				35	10	40
	ТП-551 Л-2				15	5	5
	ТП-551 Л-3				5	5	10
	ТП-551 Л-4				0	0	5
<u>19.12.2018 09:58</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,24	0,24	135	170	200
	[Приєднання № 5]				20	15	40
	ТП-551 Л-1				75	70	100
	ТП-551 Л-2				10	45	20
	ТП-551 Л-3				30	30	40
	ТП-551 Л-4				0	10	0
<u>19.06.2019 13:00</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,24	0,24	100	70	120
	[Приєднання № 5]				50	30	50
	ТП-551 Л-1				30	20	40
	ТП-551 Л-2				10	15	10
	ТП-551 Л-3				10	5	15
	ТП-551 Л-4				0	0	5
<u>18.12.2019 09:05</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,25	0,24	0,24	130	205	150
	[Приєднання № 5]				35	40	45
	ТП-551 Л-1				60	80	50
	ТП-551 Л-2				25	70	15
	ТП-551 Л-3				10	15	20
	ТП-551 Л-4				0	0	20
<u>17.06.2020 14:46</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	125	95	95
	ТП-551 Л-1				60	55	35
	ТП-551 Л-2				15	15	10
	ТП-551 Л-3				10	10	30
	ТП-551 Л-4				40	15	20
<u>16.12.2020 14:41</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,24	0,24	260	220	151
	ТП-551 Л-1				130	50	70
	ТП-551 Л-2				40	100	30
	ТП-551 Л-3				50	30	30
	ТП-551 Л-4				0	0	6
	ТП-551 Л-5				40	40	15

Від даної ПЛ-0,4кВ живиться 118 споживачів електричної енергії, які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт. Для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, а також з метою приведення рівня величини напруги на вводах в житлові будинки частини смт. Новотроїцьке, які заживлені від ПЛ-0,4кВ від ТП-551 до вимог ГОСТу 3109-97 та задоволення численних скарг споживачів щодо якості електропостачання, Товариство в 2021 році внесло до інвестиційної програми реконструкцію ПЛ-0,4кВ з розукрупненням, переключенням частини ПЛ-0,4 від ТП-551 на ПЛ-0,4кВ від ТП-

181, заміною проводів на самоутримний ізольований провід, заміною опор для скорочення прольотів та заміною введів в будинки з встановлення закритого комплексу обліку електроенергії в зручному для обслуговування місці, на фасадах будинків.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-551, що склав 51,5%.

Індекс тривалості відключень (SAIDI) за останні три роки у розрізі Товариства складає 0,01438%. На сьогоднішній день згідно Постанови НКРЕКП №375 від 12.06.2018р. з споживачам здійснюється компенсація. За останні 3 роки сума компенсацій склала 916,7 грн.

Відповідно до завдання на проєктування, власними силами Товариства, було виготовлено проєктно-кошторисну документацію ["Реконструкція ПЛ-0,4кВ від ТП-551 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ від ТП-551 на ПЛ-0,4кВ від ТП-181 смт. Новотроїцьке, Н.Троїцького району Херсонської області"](#), на суму 2674,07 тис. грн (без ПДВ), затверджену [наказом №629 від 09.09.2021р.](#), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція ПЛ-0,4 кВ від ТП-551 з розділенням Л-1 на два фідера, переключенням частини Л-1 на ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-181, з заміною дефектних з/б опор, дерев'яних опор та опор, що не відповідають вимогам НТД, з заміною проводу на провід типу AsXSn та введів в будинки:

- Л-1 від ТП-551 — ПЛ-0,4 кВ Л-1 опори №1-10, №10-№39-№57 від ТП-551;
- Л-2 від ТП-551 — ПЛ-0,4 кВ Л-1 опори №1-№15 від ТП-551;
- демонтаж проводу в прогоні оп.№15-№16, оп.№37-№38
- переключення ділянки ПЛ-0,4 кВ Л-1 опори №16-№37 від ТП-551 на ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-181;
- реконструкція ПЛ-0,4 кВ Л-1 опори №1-№5 від ТП-181;
- заміна комутаційних апаратів для Л-1 в РП-0,4 кВ ТП-551, Л-1 в РП-0,4 кВ ТП-181;
- встановлення додаткового комутаційного апарату в РП-0,4 кВ ТП-551.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-0,4кВ від ТП-551 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ від ТП-551 на ПЛ-0,4кВ від ТП-181 смт. Новотроїцьке, Н.Троїцького району Херсонської області		
Перелік ПЛ-0,4 кВ		ТП-551; (ТП-181)		
		Л-1 (551)	Л-2 (551)	Л-1 (181)
Довжина ПЛ	Всього	945	479	965
	Довжиною більше 400 м	74	56	42
	%	7.83%	11.69%	4.35%
Втрати напруги (U, %) згідно проєктних рішень		-6.47%	0.99%	-1.32%
Кількість	Всього, шт.	28	31	37

споживачів	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	20	28	33
	%	71.43	90.32	89.19
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	8	3	4
	%	28.57	9.68	10.81
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	8610	41937	14556
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	6810	37257	13150
	%	79.09	88.84	90.34
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	1800	4680	1406
	%	20.91	11.16	9.66
Сумарна договірна потужність кВт		73.2	93.4	83.2
Сумарна проектна потужність кВт		140	155	216
Рівні замірів в режимний день А/кВт		83,33/53,45	-/-	50/33,81
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	122.32		
	На 1-го споживача	1.27		
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		2674.07		
Окупність згідно проектних рішень, роки		21.9		
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		470.0		
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		25.8		

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 470 тис. грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 25,8 років, що перевищує строк

експлуатації ПЛ. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше 400м, складає менше 15%, а втрати напруги в кінці ліній згідно проєктних рішень становлять -6,47 - 0,99%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Після реалізації будівництва розвантажувальної ТП та здійснення реконфігурації відповідної мережі, дана мережа буде забезпечувати мінімальний рівень навантаження, на рівні не менше 5 кВт.

Економічний ефект:

Реалізація проєкту «Реконструкція ПЛ-0,4кВ від ТП-551 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ від ТП-551 на ПЛ-0,4кВ від ТП-181 смт. Новотроїцьке, Н.Троїцького району Херсонської області» є ефективним заходом інвестиційної програми 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 проєкту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проєкту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання та переводяться в металобрухт.

Оприбуткування зворотних матеріалів			
	Кількість після демонтажу	Вартість за тону	Вартість матеріалів
Кольоровий металолом	0,91	30	27,24
Чорний металолом	0,11	5,5	0,61

Разом	27,85
-------	-------

2.Зниження ГВЕ

Зменшення втрат електроенергії $V_{\text{втрат}}$ згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням втрат на відповідний тариф.

$$V_{\text{втрат}} = W * C_{\text{вх.}}, \text{ де}$$

W – втрати електроенергії,

$C_{\text{вх.}}$ - покупний тариф

У середньому, за власними розрахунками Товариства, зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину проводу, оптимізації довжини ПЛ, заміни неізолюваного проводу на ізолюваний на 1 км ПЛ дорівнює 183,33 кВт.г за 1 місяць. Відповідно після реалізації проекту ГВЕ зменшиться на:

$$183,33 \text{ кВт} * \text{год} * 12 \text{ міс} * 2,27 \text{ км} = 4993,91 \text{ кВт} * \text{год/рік}$$

Фактичний середній тариф на куповану електричну енергію – 1,40 грн/кВт·г.

Отже, зниження величини втрат в грошовому еквіваленті дорівнюватиме:

$$4993,91 \text{ кВт} * \text{год/рік} * 1,40 \text{ грн/кВт} = 6,991 \text{ тис.грн.}$$

3.Зниження витрат на аварійно-відновлювальні роботи, зниження операційних витрат

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість опор на 1км ПЛ 0,4кВ –30 шт. необхідно використати:

Досвід експлуатації ПЛ-0,4кВ дозволяє встановити, що при експлуатаційному обслуговуванні ПЛ-0,4кВ необхідно замінити близько 30% дефектних опор (10шт/км.) та заміна на ізолювані близько 10 введів 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	23	1677	38,57
Провід алюмінієвий А35, т	0,91	103000	93,52
Ізолятори ТФ-20, шт	92	23,38	2,15
Траверса ТН-12, шт	23	172	3,96
Провід СИП 2*16, км	0,69	15900	10,97
Комплект затискачів для введів, шт	23	350	8,05
Всього на матеріали та обладнання:			157,22

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 220,11 тис. грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем.}} = 220,11 / 5 = 44,02 \text{ тис.грн.}$$

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.

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи величину річного споживання — 634620 кВт*год/рік, річне збільшення корисного відпуску становитиме:

$$634620 * 2\% = 12692,4 \text{ кВт*год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	12692,4	1,4	17,77
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			17,77

5.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$92 * 200 = 18,4 \text{ тис.грн.}$$

6.Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2019 по 01.01.2020 ПЛ-0,4кВ від ТП-551 аварійно вимикалась 9 разів і сумарна тривалість відключень склала 1155 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне навантаження становить — 135,226 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$V_{\text{відк}} = 1155/60 \cdot 135,226 \cdot 1,4 = 3,64 \text{ тис.грн.}$$

7.Інше

Назва заходу складової економічного ефекту	кВт·год	грн/кВт·год	тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	2603,1	1,40	3,64
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			3,64

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)					
Зниження ТВЕ	Зниження операційних витрат	Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
6,99	44,02	17,77	18,4	3,64	3,64

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 94.47 тис. грн. (без ПДВ).

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
2674,07	27,85	94,47	21,9

Очікуваний термін окупності складе — 21,9 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1550.96 тис. грн (без ПДВ).

3.10. Реконструкція ПЛ-0,4кВ від ТП-461 в м.Олешки Херсонської області

ПЛ-0,4кВ від ТП-461 потужністю 100 кВА живить 58 побутових абонентів.

Згідно з дефектним актом та листом огляду довжина ПЛ — 0,77 км, рік будівництва — 1974, інв. №006758, повітряна лінія має велику кількість дефектних елементів, що підлягають заміні, а саме: опори у кількості 11 шт.; траверси — 9 шт.; дефектні та скляні ізолятори — 35 шт. (порушення п.2.4.32 ПУЕ); пошкоджені вводи в житлові будинки (порушення п.2.4.13 ПУЕ).

За останні 10 років на даній ПЛ не проводилося капітальних ремонтів. Останнє технічне обслуговування, під час якого було розчищено трасу ПЛ від дерев, проводилось 2020 році.

Відомість замірів підстанції КТП-461 Олешки (Pном=100 кВА)

Дата	Секція шин, фідер	Ua, кВ	Ub, кВ	Uc, кВ	Ia, А	Ib, А	Ic, А
<u>20.06.2018 09:20</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	22	26	38
	ТП-461 Л-1				16	20	29
	ТП-461 Л-2				6	6	9
<u>19.12.2018 14:05</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	25	23	32
	ТП-461 Л-1				19	18	25
	ТП-461 Л-2				6	5	7
<u>19.06.2019 13:52</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,22	0,22	0,22	24	28	53
	ТП-461 Л-1				15	17	24
	ТП-461 Л-2				9	11	29
<u>18.12.2019 13:05</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,22	0,22	0,23	38	63	55
	ТП-461 Л-1				23	40	20
	ТП-461 Л-2				15	23	35
<u>17.06.2020 10:44</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,23	0,23	50	40	51
	ТП-461 Л-1				27	23	24
	ТП-461 Л-2				23	17	27
<u>16.12.2020 15:06</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,22	0,22	41	73	61
	ТП-461 Л-1				25	46	21
	ТП-461 Л-2				16	27	40

Від даної ПЛ-0,4кВ живиться 56 споживачів електричної енергії, які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт. Для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, а також з метою приведення рівня величини напруги на вводах в житлові будинки частини м.Олешки, які заживлені від ПЛ-0,4кВ від ТП-461 до вимог ГОСТу 3109-97 та задоволення численних скарг споживачів щодо якості електропостачання, Товариство в 2021 році внесло до інвестиційної програми реконструкцію ПЛ-0,4кВ від ТП-461, заміною проводів на самоутримний ізольований провід, заміною опор для скорочення прольотів та заміною вводів в будинки з встановлення закритого комплексу обліку електроенергії в зручному для обслуговування місці, на фасадах будинків.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-461, що склав 43,5%.

Індекс тривалості відключень (SAIDI) у розрізі Товариства складає 0,03318%.

Відповідно до завдання на проектування, затвердженого АТ «Херсонобленерго», власними силами Товариства, було виготовлено [проектно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-0,4кВ від ТП-461 в м. Олешки](#)

Херсонської області", на суму 757,68 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція ПЛ-0,4кВ від оп. №1 Л-1 ТП-461 з заміною дефектних з/б опор, заміна існуючого неізолюваного проводу на самоутримний ізолюваний провід типу AsxSn;

Л-1 від ТП-461:

- реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-1 опори №1-17 від ТП-461;

- заміна введів виконаних неізолюваним проводом або кабелем на тросу на провід типу AsxSn та встановлення ЗКОЕ на фасаді будівлі без приладу обліку з автоматичним вимикачами згідно з дозволеною потужністю чинних договорів.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-0,4кВ від ТП-461 в м.Олешки Херсонської області
Перелік ПЛ-0,4 кВ		ТП-461
		Л-1 (461)
Довжина ПЛ	Всього	902
	Довжиною більше 400 м	0
	%	0.00%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		-0.54%
Кількість споживачів	Всього, шт.	58
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	58
	%	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0
	%	0.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	24508
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	24508
	%	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0
	%	0.00
Сумарна договірна потужність кВт		154.8
Сумарна проектна потужність кВт		285
Рівні замірів в режимний день А/кВт		30,67/18,88

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	36.4
	На 1-го споживача	0.64
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		757.68
Окупність згідно проектних рішень, роки		20.8
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		0.0
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		0

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, усі довжини ліній не перевищують нормативні 400 м.

Після реалізації будівництва розвантажувальної ТП та здійснення реконфігурації відповідної мережі, дана мережа буде забезпечувати мінімальний рівень навантаження, на рівні не менше 5 кВт.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-0,4кВ від ТП-461 в м.Олешки Херсонської області» є ефективним заходом інвестиційної програми 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного

відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання та переводяться в металобрухт.

Оприбуткування зворотних матеріалів			
	Кількість після демонтажу	Вартість за тону	Вартість матеріалів
Кольоровий металолом	0,21	30	6,28
Чорний металолом	0,03896	5,5	0,21428
Разом			6,5

2.Зниження ТВЕ

Зменшення втрат електроенергії $V_{\text{втр}} \text{ згідно ГКД 340.000.002-97}$ визначається множенням втрат на відповідний тариф.

$$V_{\text{втр}} = W * C_{\text{вх.}}, \text{ де}$$

W – втрати електроенергії,

$C_{\text{вх.}}$ - покупний тариф

У середньому, за власними розрахунками Товариства, зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину проводу, оптимізації довжини ПЛ, заміни неізолюваного проводу на ізолюваний на 1 км ПЛ дорівнює 183,33 кВт.г за 1 місяць. Відповідно після реалізації проекту ТВЕ зменшиться на:

$$183,33 \text{ кВт} * \text{год} * 12 \text{ міс} * 0,77 \text{ км} = 1693,97 \text{ кВт} * \text{год/рік}$$

Фактичний середній тариф на куповану електричну енергію – 1,40 грн/кВт·г.

Отже, зниження величини втрат в грошовому еквіваленті дорівнюватиме:

$$1693,97 \text{ кВт} * \text{год/рік} * 1,40 \text{ грн/кВт} = 2,372 \text{ тис. грн.}$$

3.Зниження витрат на аварійно-відновлювальні роботи, зниження операційних витрат

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість опор на 1км ПЛ 0,4кВ –30 шт. необхідно використати:

Досвід експлуатації ПЛ-0,4кВ дозволяє встановити, що при експлуатаційному обслуговуванні ПЛ-0,4кВ необхідно замінити близько 30% дефектних опор (10шт/км.) та заміна на ізолювані 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	8	1677	13,416

Провід алюмінієвий А50, т	0,21	103000	2,59
Ізолятори ТФ-20, шт	32	23,38	0,74816
Траверса ТН-12, шт	8	172	1,376
Провід СИП 2*16, км	0,24	15900	3,816
Комплект затискачів для вводів, шт	8	350	2,8
Всього на матеріали та обладнання:			24,75

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 34,64 тис. грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем.}} = 34,64/5 = 6,929 \text{ тис.грн.}$$

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.

$$30 \div 15 \text{ років} = 2$$

Враховуючи величину річного споживання — 171313 кВт*год/рік, річне збільшення корисного відпуску становитиме:

$$171313 * 2\% = 3426,26 \text{ кВт*год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	3426,26	1,4	4,8
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			4,8

5.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$58 \cdot 200 = 11,6 \text{ тис.грн.}$$

6.Зниження потенційних очікуваних збитків

За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-461 аварійно вимикалась 19 разів і сумарна тривалість відключень склала 4771 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить –18,878 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$B_{\text{відк}} = 4771/60 \cdot 18,878 \cdot 1,4 = 2,10161 \text{ тис.грн.}$$

7.Інше

Назва заходу складової економічного ефекту	кВт·год	грн/кВт·год	тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	1501	1,40	2,1
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			2,1

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)					
Зниження ТВЕ	Зниження операційних витрат	Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
2,31	6,93	4,8	11,6	2,1	2,1

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 29.9 тис. грн. (без ПДВ).

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
757,68	6,5	29.9	20,8

Очікуваний термін окупності складе — 20,8 рік.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 425.9 тис. грн (без ПДВ).

3.11. Реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-6 від ТП-231 в м. Скадовськ Херсонської області

ПЛ-0,4кВ Л-6 від ТП-231 потужністю 400 кВА живить 57 абонента.

Згідно з дефектним актом та листом огляду довжина ПЛ — 0,85 км, рік будівництва — 1970, інв. №005573, повітряна лінія має велику кількість дефектних елементів, що підлягають заміні, а саме: опори у кількості 30 шт.; траверси — 30 шт; дефектні та скляні ізолятори — 120 шт. (порушення п.2.4.32 ПУЕ); пошкоджені вводи в житлові будинки (порушення п.2.4.13 ПУЕ).

За останні 10 років на даній ПЛ не проводилось капітальних ремонтів. Останнє технічне обслуговування, під час якого було розчищено трасу ПЛ від порослі дерев, перетягнуто 2,2км проводу та замінено 36 в'язок проводу, проводилось у 2020 році.

Відомість замірів підстанції ЗТП-231 Скадовск (Pном=400 кВА)

Дата	Секція шин, фідер	Ua, кВ	Ub, кВ	Uc, кВ	Ia, А	Ib, А	Ic, А
<u>20.06.2018 12:40</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	244	258	281
	ТП-231 Л-1				50	48	55
	ТП-231 Л-2				27	28	29
	ТП-231 Л-3				32	25	30
	ТП-231 Л-4				16	23	30
	ТП-231 Л-5				39	50	75
	ТП-231 Л-6				58	50	50
	ТП-231 Л-7				22	34	12
<u>19.12.2018 10:00</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	263	315	352
	ТП-231 Л-1				55	66	52
	ТП-231 Л-2				26	40	42
	ТП-231 Л-3				33	32	26
	ТП-231 Л-4				17	40	82
	ТП-231 Л-5				58	75	92
	ТП-231 Л-6				56	53	50
	ТП-231 Л-7				18	9	8
<u>19.06.2019 12:30</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	247	268	280
	ТП-231 Л-1				48	49	53
	ТП-231 Л-2				28	26	30
	ТП-231 Л-3				32	36	38
	ТП-231 Л-4				18	25	32
	ТП-231 Л-5				38	49	66
	ТП-231 Л-6				63	52	48
	ТП-231 Л-7				20	31	13
<u>18.12.2019 11:45</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	265	308	330
	ТП-231 Л-1				51	68	60

	ТП-231 Л-2				29	36	40
	ТП-231 Л-3				30	35	29
	ТП-231 Л-4				19	36	51
	ТП-231 Л-5				60	68	85
	ТП-231 Л-6				60	55	53
	ТП-231 Л-7				16	10	12
<u>17.06.2020 15:25</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	246	259	275
	ТП-231 Л-1				46	50	51
	ТП-231 Л-2				30	28	31
	ТП-231 Л-3				35	35	40
	ТП-231 Л-4				20	23	30
	ТП-231 Л-5				32	41	55
	ТП-231 Л-6				61	50	52
	ТП-231 Л-7				22	32	16
<u>16.12.2020 09:15</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	272	316	329
	ТП-231 Л-1				56	72	58
	ТП-231 Л-2				28	32	36
	ТП-231 Л-3				32	38	30
	ТП-231 Л-4				20	33	46
	ТП-231 Л-5				62	70	92
	ТП-231 Л-6				62	56	52
	ТП-231 Л-7				12	15	15

Від даної ПЛ-0,4кВ живиться 55 споживачів електричної енергії, які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт. Для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, а також з метою приведення рівня величини напруги на вводах в житлові будинки частини м. Скадовськ, які заживлені від ПЛ-0,4кВ Л-6 від ТП-231 до вимог ГОСТу 3109-97 та задоволення численних скарг споживачів щодо якості електропостачання, Товариство в 2021 році внесло до інвестиційної програми реконструкцію ПЛ-0,4кВ Л-6 від ТП-231, заміною проводів на самоутримний ізольований провід, заміною опор для скорочення прольотів та заміною вводів в будинки з встановлення закритого комплексу обліку електроенергії в зручному для обслуговування місці, на фасадах будинків.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-231, що склав 25,7%.

Індекс тривалості відключень (SAIDI) у розрізі Товариства складає 0,00282%.

Відповідно до завдання на проектування, затвердженого АТ «Херсонобленерго», власними силами Товариства, було виготовлено проектно-

кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-6 від ТП-231 в м. Скадовськ Херсонської області", на суму 578,13 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція ПЛ-0,4кВ від ТП-231 з заміною дефектних з/б опор, дерев'яних опор та опор, що не відповідають вимогам НТД, з заміною проводу на провід типу AsXSn та введів в будинки;
- заміна існуючого виходу з РП-0,4кВ ТП-231 на кабель АПВБШп-4х70 до оп. №1 Л-6 ПЛ-0,4кВ ТП-231;
- заміна існуючого проводу Л-6 ПЛ-0,4кВ на ділянках оп. №1-3-11, оп. №3-35 від ТП-231 на провід AsXSn 4х50;
 - заміна існуючого рубильника в РП-0,4кВ ТП-231 для Л-6 ПЛ-0,4кВ на автоматичний вимикач типу FMC3/3U.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-6 від ТП-231 в м. Скадовськ Херсонської області
Перелік ПЛ-0,4 кВ		ТП-231
		Л-6 (231)
Довжина ПЛ	Всього	710
	Довжиною більше 400 м	0
	%	0.00%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		2.63%
Кількість споживачів	Всього, шт.	57
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	57
	%	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0
	%	0.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	4520
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	4520
	%	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0
	%	0.00
Сумарна договірна потужність кВт		95.5
Сумарна проектна потужність кВт		175

Рівні замірів в режимний день А/кВт		62/35,97
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	44.052
	На 1-го споживача	1.26
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		578.13
Окупність згідно проектних рішень, роки		13.1
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		0.0
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		0

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, усі довжин ліній не перевищують нормативні 400м.

Після реалізації будівництва розвантажувальної ТП та здійснення реконфігурації відповідної мережі, дана мережа буде забезпечувати мінімальний рівень навантаження, на рівні не менше 5 кВт.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-6 від ТП-231 в м. Скадовськ Херсонської області» є ефективним заходом інвестиційної програми 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів,

зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання та переводяться в металобрухт.

Оприбуткування зворотних матеріалів			
	Кількість після демонтажу	Вартість за тону	Вартість матеріалів
Кольоровий металолом	0,28	30	8,52
Чорний металолом	0,04	5,5	0,21
Разом			8,73

2.Зниження ТВЕ

Зменшення втрат електроенергії $V_{\text{втр}}_{\text{втр}}$ згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням втрат на відповідний тариф.

$$V_{\text{втр}}_{\text{втр}} = W * C_{\text{вх.}}, \text{ де}$$

W – втрати електроенергії,

$C_{\text{вх.}}$ - покупної тариф

У середньому, за власними розрахунками Товариства, зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину проводу, оптимізації довжини ПЛ, заміни неізолюваного проводу на ізолюваний на 1 км ПЛ дорівнює 183,33 кВт.г за 1 місяць. Відповідно після реалізації проекту ТВЕ зменшиться на:

$$183,33 \text{ кВт} * \text{год} * 12 \text{ міс} * 0,71 \text{ км} = 1561,97 \text{ кВт} * \text{год} / \text{рік}$$

Фактичний середній тариф на куповану електричну енергію – 1,40 грн/кВт·г.

Отже, зниження величини втрат в грошовому еквіваленті дорівнюватиме:

$$1561,97 \text{ кВт} * \text{год} / \text{рік} * 1,40 \text{ грн} / \text{кВт} = 2,187 \text{ тис. грн.}$$

3.Зниження витрат на аварійно-відновлювальні роботи, зниження операційних витрат

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість опор на 1км ПЛ 0,4кВ –30 шт. необхідно використати:

Досвід експлуатації ПЛ-0,4кВ дозволяє встановити, що при експлуатаційному обслуговуванні ПЛ-0,4кВ необхідно замінити близько 30% дефектних опор (10шт/км.) та заміна на ізолювані 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	8	1677	13,42
Провід алюмінієвий А50, т	0,28	103000	29,25
Ізолятори ТФ-20, шт	32	23,38	0,75
Траверса ТН-12, шт	8	172	1,38
Провід СИП 2*16, км	0,24	15900	3,82
Комплект затискачів для вводів, шт	8	350	2,8
Всього на матеріали та обладнання:			51,41

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 71,97 тис. грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем.}} = 71,97/5 = 14,394 \text{ тис.грн.}$$

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.

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи величину річного споживання — 140731 кВт*год/рік, річне збільшення корисного відпуску становитиме:

$$140731 * 2\% = 2814,62 \text{ кВт*год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	2814,62	1,4	3,94
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			3,94

5.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$57 \cdot 200 = 11,4 \text{ тис.грн.}$$

6.Зниження потенційних очікуваних збитків

За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-231 аварійно вимикалась 2 рази і сумарна тривалість відключень склала 2023 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить –35,972 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$V_{\text{відк}} = 2023/60 \cdot 35,972 \cdot 1,4 = 1,698 \text{ тис.грн.}$$

7.Інше

Назва заходу складової економічного ефекту	кВт·год	грн/кВт·год	тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	1213	1,40	1,7
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			1,7

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)					
Зниження ТВЕ	Зниження операційних витрат	Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
2,19	14,39	3,94	11,4	1,7	1,7

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 35.32 тис. грн. (без ПДВ).

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
578,13	8,73	35,32	13,1

Очікуваний термін окупності складе — 13,1 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 335.31 тис. грн (без ПДВ).

3.12 Реконструкція ПЛ-0,4кВ від ТП-51 с.Красне, Скадовського р-ну

ПЛ-0,4кВ від ТП-51 потужністю 400 кВА живить 84 абонента, в тому числі: АТ “Укрпошта”, Красненську сільську раду Скадовського району Херсонської області, ПП “Барракуда”, Скадовське районне споживче товариство та ін..

Згідно з [дефектним актом](#) та [листом огляду](#) довжина ПЛ — 5,2 км, рік будівництва — 1975, інв. №005741, повітряна лінія має велику кількість дефектних елементів, що підлягають заміні, а саме: опори у кількості 49 шт.; траверси — 49 шт; дефектні та скляні ізолятори — 188 шт. (порушення п.2.4.32 ПУЕ); дефектний провід — 4,9 км (порушення п.2.4.18 ПУЕ) пошкоджені вводи в житлові будинки (порушення п.2.4.13 ПУЕ).

За останні 10 років на даній ПЛ не проводилось капітальних ремонтів. Останнє технічне обслуговування, під час якого було перетягнуто 1,2км проводу та розчищено трасу ПЛ від порослі дерев, проводилось 2020 році.

Відомість замірів підстанції КТП-51 Скадовск (Pном=400 кВА)

Дата	Секція шин, фідер	Ua, кВ	Ub, кВ	Uc, кВ	Ia, А	Ib, А	Ic, А
<u>20.06.2018 11:00</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	156	145	139
	ТП-51 Л-1				82	70	75
	ТП-51 Л-2				49	52	41
	ТП-51 Л-3				20	20	21
	ТП-51 Л-4				4	2	1
	ТП-51 Л-5				1	1	1
<u>19.12.2018 09:49</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	157	171	157
	ТП-51 Л-1				98	96	101
	ТП-51 Л-2				28	48	35
	ТП-51 Л-3				27	26	20
	ТП-51 Л-4				4	1	1
	ТП-51 Л-5				0	0	0
<u>19.06.2019 08:15</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	153	148	135
	ТП-51 Л-1				85	75	72
	ТП-51 Л-2				46	50	43
	ТП-51 Л-3				18	22	19
	ТП-51 Л-4				3	1	1
	ТП-51 Л-5				1	0	0
<u>18.12.2019 09:54</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	177	186	184
	[Приєднання № 6]				23	25	21
	ТП-51 Л-1				92	90	106
	ТП-51 Л-2				31	40	32
	ТП-51 Л-3				30	28	19
	ТП-51 Л-4				1	3	0
	ТП-51 Л-5				0	0	6
<u>17.06.2020 16:05</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	186	178	180

	ТП-51 Л-1				86	73	80
	ТП-51 Л-2				48	50	46
	ТП-51 Л-3				22	24	22
	ТП-51 Л-4				3	3	1
	ТП-51 Л-5				1	0	1
	ТП-51 Л-6				26	28	30
<u>16.12.2020 08:50</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	182	189	188
	ТП-51 Л-1				100	100	110
	ТП-51 Л-2				28	36	30
	ТП-51 Л-3				27	25	20
	ТП-51 Л-4				1	1	4
	ТП-51 Л-5				1	4	4
	ТП-51 Л-6				25	23	20

Від даної ПЛ-0,4кВ живиться 78 споживачів електричної енергії, які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт. Для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, а також з метою приведення рівня величини напруги на вводах в житлові будинки частини с. Красне, які заживлені від ПЛ-0,4кВ від ТП-51 до вимог ГОСТу 3109-97 та задоволення численних скарг споживачів щодо якості електропостачання, Товариство в 2021 році внесло до інвестиційної програми реконструкцію ПЛ-0,4кВ від ТП-51, заміною проводів на самоутримний ізольований провід, заміною опор для скорочення прольотів та заміною вводів в будинки з встановлення закритого комплексу обліку електроенергії в зручному для обслуговування місці, на фасадах будинків.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-51, що склав 77%.

Індекс тривалості відключень (SAIDI) у розрізі Товариства складає 0,00427%.

Відповідно до завдання на проектування, власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію “Реконструкція мереж ПЛ-0,4кВ від ТП-51 с.Красне, Скадовського р-ну”, на суму 946,32 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція ПЛ-0,4кВ від ТП-51 з заміною дефектних з/б опор, дерев'яних опор та опор, що не відповідають вимогам НТД, з заміною проводу на провід типу AsXSn та вводів в будинки:

- заміна існуючого проводу 4А-35 від оп. №8 до оп. №24 Л-1 ПЛ-0,4кВ від ТП-51 га провід AsXSn-4x70;

- заміна існуючого проводу 4А-35 на ділянках оп. №8-оп. №10-оп.№19, оп. №10-№32 Л-1 ПЛ-0,4кВ ТП-51 на провід AsXSn-4x50.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-0,4кВ від ТП-51 с.Красне, Скадовського району
Перелік ПЛ-0,4 кВ		ТП-51
		Л-1 (51)
Довжина ПЛ	Всього	1057
	Довжиною більше 400 м	6
	%	0,57%
Кількість споживачів	Всього, шт.	85
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	84
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	1
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	16331
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	16191
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	140
Сумарна договірна потужність кВт		147,36
Сумарна проектна потужність кВт		226
Рівні замірів в режимний день А/кВт		110/71,3
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	76,48
	На 1-го споживача	1,53
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		946,32
Окупність згідно проектних рішень, роки		14,7
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		500,0
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		22,5

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 500 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 22,5 років. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше 400м, складає менше 5%, а втрати напруги в кінці ліній згідно проєктних рішень становлять - 3,22%, змінювати запроектовану схему ліній недоцільно.

Після реалізації будівництва розвантажувальної ТП та здійснення реконфігурації відповідної мережі, дана мережа буде забезпечувати мінімальний рівень навантаження, на рівні не менше 5 кВт.

Економічний ефект:

Реалізація проєкту «Реконструкція ПЛ-0,4кВ від ТП-51 с.Красне, Скадовського р-ну» є ефективним заходом інвестиційної програми 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 проєкту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проєкту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання та переводяться в металобрухт.

Оприбуткування зворотних матеріалів			
	Кількість після демонтажу	Вартість за тону	Вартість матеріалів
Кольоровий металолом	0,4	30,00	11,88

Чорний металолом	0,05	5,5	0,27
Разом			12,15

2.Зниження ГВЕ

Зменшення втрат електроенергії $V_{\text{втрат}}$ згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням втрат на відповідний тариф.

$$V_{\text{втрат}} = W * C_{\text{вх.}}, \text{ де}$$

W – втрати електроенергії,

$C_{\text{вх.}}$ - покупний тариф

У середньому, за власними розрахунками Товариства, зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину проводу, оптимізації довжини ПЛ, заміни неізолюваного проводу на ізолюваний на 1 км ПЛ дорівнює 183,33 кВт.г за 1 місяць. Відповідно після реалізації проекту ГВЕ зменшиться на:

$$183,33 \text{ кВт} * \text{год} * 12 \text{ міс} * 0,99 \text{ км} = 2177,96 \text{ кВт} * \text{год/рік}$$

Фактичний середній тариф на куповану електричну енергію – 1,40 грн/кВт·г.

Отже, зниження величини втрат в грошовому еквіваленті дорівнюватиме:

$$2177,96 \text{ кВт} * \text{год/рік} * 1,40 \text{ грн/кВт} = 3,049 \text{ тис.грн.}$$

3.Зниження витрат на аварійно-відновлювальні роботи, зниження операційних витрат

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість опор на 1км ПЛ 0,4кВ –30 шт. необхідно використати:

Досвід експлуатації ПЛ-0,4кВ дозволяє встановити, що при експлуатаційному обслуговуванні ПЛ-0,4кВ необхідно замінити близько 30% дефектних опор (10шт/км.) та заміна на ізолювані 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	10	1677	16,77
Провід алюмінієвий А50, т	0,4	103000	40,79
Ізолятори ТФ-20, шт	40	23,38	0,94
Траверса ТН-12, шт	10	172	1,72
Провід СИП 2*16, км	0,3	15900	4,77
Комплект затискачів для вводів, шт	10	350	3,5
Всього на матеріали та обладнання:			68,48

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 95,88 тис. грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем.}} = 95,88 / 5 = 19,18 \text{ тис.грн.}$$

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.

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи величину річного споживання — 341854 кВт*год/рік, річне збільшення корисного відпуску становитиме:

$$341854 * 2\% = 6837,08 \text{ кВт*год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	6837,08	1,4	9,57
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			9,57

5.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$85 * 200 = 17 \text{ тис.грн.}$$

6.Зниження потенційних очікуваних збитків

За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-51 аварійно вимикалась 1 раз і сумарна тривалість відключень склала 1105 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 65,6 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$V_{\text{відк}} = 1105/60 \cdot 65,6 \cdot 1,4 = 1.691 \text{ тис.грн.}$$

7.Інше

Назва заходу складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
--	---------	-------------	---------------------

Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	1208	1,40	1,691
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			1,691

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)					
Зниження ТВЕ	Зниження операційних витрат	Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
3,05	19,18	9,57	17	1,69	1,69

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 64,33 тис. грн. (без ПДВ).

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
946,32	12,15	64,33	14,7

Очікуваний термін окупності складе — 14,7 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 619.59 тис. грн (без ПДВ).

3.13. Реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-1, Л-3, Л-7 від ТП-30 з перепідключенням частини ПЛ-0,4кВ від ТП-30 до ТП-503 в м.Скадовськ Херсонської області

ПЛ-0,4кВ від ТП-30 потужністю 400кВА живить 298 абонента, в тому числі: АТ “Херсонгаз”, Ясла-садок №7 “Казка” Скадовської міської ради та ін.

Згідно з дефектним актом та листом огляду довжина ПЛ — 5,1 км, рік будівництва — 1968, інв. №005579, повітряна лінія має велику кількість дефектних елементів, що підлягають заміні, а саме: опори у кількості 23 шт.; траверси — 23 шт; дефектні та скляні ізолятори — 236 шт. (порушення п.2.4.32 ПУЕ).; провід — 7,08 км (порушення п.2.4.18 ПУЕ); пошкоджені вводи в житлові будинки (порушення п.2.4.13 ПУЕ).

За останні 10 років на даній ПЛ не проводилось капітальних ремонтів. Останнє технічне обслуговування, під час якого було перетягнуто 1,4км проводу, замінено 32 в’язки проводу та розчищено трасу ПЛ від порослі дерев, проводилось 2020 році.

Відомість замірів підстанції КТП-30 Скадовск (Pном=400 кВА)

Дата	Секція шин, фідер	Ua, кВ	Ub, кВ	Uc, кВ	Ia, А	Ib, А	Ic, А
<u>20.06.2018 09:37</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	256	241	242
	ТП-30 Л-1				70	70	75
	ТП-30 Л-2				32	32	25
	ТП-30 Л-3				32	26	27
	ТП-30 Л-4				27	26	35
	ТП-30 Л-5				13	10	2
	ТП-30 Л-6				60	52	62
	ТП-30 Л-7				22	25	16
<u>19.12.2018 15:10</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	221	260	274
	ТП-30 Л-1				72	62	70
	ТП-30 Л-2				48	60	58
	ТП-30 Л-3				30	32	26
	ТП-30 Л-4				16	30	27
	ТП-30 Л-5				12	13	15
	ТП-30 Л-6				30	45	57
	ТП-30 Л-7				13	18	21
<u>04.07.2019 11:00</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	279	304	297
	ТП-30 Л-1				82	88	90
	ТП-30 Л-2				38	41	32
	ТП-30 Л-3				33	30	35
	ТП-30 Л-4				26	27	36
	ТП-30 Л-5				16	18	11
	ТП-30 Л-6				56	68	65
	ТП-30 Л-7				28	32	28
<u>18.12.2019 09:40</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	248	317	305
	ТП-30 Л-1				55	80	51
	ТП-30 Л-2				48	60	58
	ТП-30 Л-3				31	38	39
	ТП-30 Л-4				16	33	21
	ТП-30 Л-5				4	5	2
	ТП-30 Л-6				34	45	55
	ТП-30 Л-7				26	18	29
	ТП-30 Л-8				34	38	50
<u>17.06.2020 11:32</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	315	335	337
	ТП-30 Л-1				75	78	80
	ТП-30 Л-2				40	42	35
	ТП-30 Л-3				31	32	36
	ТП-30 Л-4				28	29	33
	ТП-30 Л-5				15	16	10
	ТП-30 Л-6				60	65	63

	ТП-30 Л-7				30	31	32
	ТП-30 Л-8				36	42	48
16.12.2020 15:15	Секція шин 0,4 кВ	0,23	0,23	0,23	249	292	311
	ТП-30 Л-1				52	60	48
	ТП-30 Л-2				45	56	54
	ТП-30 Л-3				30	35	34
	ТП-30 Л-4				19	30	32
	ТП-30 Л-5				10	8	12
	ТП-30 Л-6				32	42	50
	ТП-30 Л-7				25	19	26
	ТП-30 Л-8				36	42	55

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-30, що склав 37%.

Від даної ПЛ-0,4кВ живиться 144 споживачів електричної енергії, які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт. Для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об’єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, а також з метою приведення рівня величини напруги на вводах в житлові будинки частини в м.Скадовськ, які заживлені від ПЛ-0,4кВ ТП-30 до вимог ГОСТу 3109-97, та задоволення численних скарг споживачів щодо якості електропостачання в 2019 році розробило проектно-кошторисну документацію реконструкції ПЛ-0,4кВ з розукрупненням, становленням додаткового ТП та заміною проводів на самоутримний ізольований провід, заміною опор для скорочення прольотів та заміною вводів в будинки з встановлення закритого комплексу обліку електроенергії в зручному для обслуговування місці, на фасадах будинків.

Індекс тривалості відключень (SAIDI) у розрізі Товариства складає 0,0039%.

Відповідно до завдання на проєктування, власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію “Реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-1, Л-3, Л-7 від ТП-30 з перепідключенням частини ПЛ-0,4кВ від ТП-30 до ТП-503 в м.Скадовськ Херсонської області”, на суму 2691,85 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-1 від КТП-10/0,4кВ №30:
 - заміна проводу від РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №30 до оп. №12; 8, 20-21;
 - перевірка комутаційного апарату Л-1 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №30;
- реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-3 від КТП-10/0,4кВ №30:
 - заміна проводу від РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №30 до оп. №27;
 - заміна комутаційного апарату для Л-3 в РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №30;
- реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-7 від КТП-10/0,4кВ №30:

- заміна проводу від оп. №3 до оп. №7;
- заміна комутаційного апарату для Л-7 в РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №30;
- реконструкція Л-н ПЛ-0,38кВ ЗТП-10/0,4кВ №503:
 - встановлення додаткового комутаційного апарату в РП-0,4кВ ЗТП-10/0,4кВ №503 до запроєктованої оп. №1 ПЛ-0,38кВ;
 - будівництво КЛ-0,38кВ від додатково встановленого комутаційного апарату в РП-0,4кВ ЗТП-10/0,4кВ №503 до запроєктованої оп. №1 ПЛ-0,38кВ;
 - заміна проводу від оп. №13 до оп. №19 Л-0,38кВ Л-1 КТП-10/0,4кВ №30;
 - демонтаж проводу від оп. №12 до оп. №13 ПЛ-0,38кВ Л-1 КТП-10/0,4кВ №30;
- реконструкція Л-н ПЛ-0,38кВ ЗТП-10/0,4кВ №385:
 - встановлення додаткового комутаційного апарату в РП-0,4кВ ЗТП-10/0,4кВ №385;
 - будівництво КЛ-0,38кВ від додатково встановленого комутаційного апарату в РП-0,4кВ ЗТП-10/0,4кВ №385 до оп. №31 ПЛ-0,38кВ Л-6 КТП-10/0,4кВ №30;
 - будівництво ПЛ-0,38кВ від оп. №31 Л-6 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №30 до оп. №15 Л-3 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №30;
 - демонтаж проводу від оп. №14 до оп. №15 ПЛ-0,38кВ Л-3 КТП-10/0,4кВ №30;
 - переключення ділянки №18-№31 Л-6 ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №30 на Л-н від КТП-10/0,4кВ №30.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-1, Л-3, Л-7 від ТП-30 з перепідключенням частини ПЛ-0,4кВ Л-5 від ТП-30 до ТП-503 в м.Скадовськ				
Перелік ПЛ-0,4 кВ		ТП-30; ТП-503; ТП-385				
		Л-1 (30)	Л-3 (30)	Л-7 (30)	Л-нова (503)	Л-нова (385)
Довжина ПЛ	Всього	648	840	365	370	806
	Довжиною більше 400 м	0	0	0	0	0
	%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		0.25%	2.95%	2.18%	0.59%	2.57%
Кількість споживачів	Всього, шт.	47	42	28	16	48
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	47	42	28	16	48
	%	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	0	0	0	0
	%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	9581	5574	3427	2714	7937
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	9581	5574	3427	2714	7937
	%	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	0	0	0	0
	%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Сумарна договірна потужність кВт		143.8	134.6	77.9	60.7	164.6
Сумарна проектна потужність кВт		235	225	140	87	265
Рівні замірів в режимний день А/кВт		80/ 49,3	36/ 20,95	32/ 19,68	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	180.89				
	На 1-го споживача	1.00				
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		2691.85				
Окупність згідно проектних рішень, роки		14.9				
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		0.0				
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		0				

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, усі довжини ліній не перевищують нормативні 400.

Після реалізації будівництва розвантажувальної ТП та здійснення реконфігурації відповідної мережі, дана мережа буде забезпечувати мінімальний рівень навантаження, на рівні не менше 5 кВт.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-0,4кВ Л-1, Л-3, Л-7 від ТП-30 з перепідключенням частини ПЛ-0,4кВ від ТП-30 до ТП-503 в м.Скадовськ Херсонської області» є ефективним заходом Інвестиційної програми 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання та переводяться в металобрухт.

Оприбуткування зворотних матеріалів			
	Кількість після демонтажу	Вартість за тону	Вартість матеріалів
Кольоровий металолом	1,02	30,00	30,48
Чорний металолом	0,13	5,50	0,7
Разом			31,18

2.Зниження ТВЕ

Зменшення втрат електроенергії $V_{\text{втр}}_{\text{втр}}$ згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням втрат на відповідний тариф.

$$V_{\text{втр}}_{\text{втр}} = W * C_{\text{вх.}}, \text{ де}$$

W – втрати електроенергії,

$C_{\text{вх.}}$ - покупной тариф

У середньому, за власними розрахунками Товариства, зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину проводу, оптимізації довжини ПЛ, заміни неізолюваного проводу на ізолюваний на 1 км ПЛ дорівнює 183,33 кВт.г за 1 місяць. Відповідно після реалізації проекту ТВЕ зменшиться на:

$$183,33 \text{ кВт} \cdot \text{год} * 12 \text{ міс} * 2,54 \text{ км} = 5587,9 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

Фактичний середній тариф на куповану електричну енергію – 1,40 грн/кВт·г.

Отже, зниження величини втрат в грошовому еквіваленті дорівнюватиме:

5587,9 кВт*год/рік*1,40 грн/кВт = 7,823 тис.грн.

3.Зниження витрат на аварійно-відновлювальні роботи, зниження операційних витрат

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість опор на 1км ПЛ 0,4кВ –30 шт. необхідно використати:

Досвід експлуатації ПЛ-0,4кВ дозволяє встановити, що при експлуатаційному обслуговуванні ПЛ-0,4кВ необхідно замінити близько 30% дефектних опор (10шт/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	26	1677	43,6
Провід алюмінієвий А50, т	1,02	103000	104,65
Ізолятори ТФ-20, шт	104	23,38	2,43
Траверса ТН-12, шт	26	172	4,47
Провід СИП 2*16, км	0,78	15900	12,4
Комплект затискачів для вводів, шт	26	350	9,1
Всього на матеріали та обладнання:			176,66

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 247,318 тис. грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем.}} = 247,318/5 = 49,46 \text{ тис.грн.}$$

4.Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускну здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

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.

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи величину річного споживання — 784372 кВт*год/рік, річне збільшення корисного відпуску становитиме:

$$784372 * 2\% = 15687,44 \text{ кВт*год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуск	15687,44	1,4	21,96
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			21,96

5.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$298 * 200 = 59,6 \text{ тис.грн.}$$

6.Зниження потенційних очікуваних збитків

За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-51 аварійно вимикалась 7 разів і сумарна тривалість відключень склала 1863 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 210,665кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$V_{\text{відк}} = 1863/60 \cdot 210,665 \cdot 1,4 = 5,432 \text{ тис.грн.}$$

7.Інше

Назва заходу складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	3880	1,40	5,43
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			5,43

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)					
Зниження ТВЕ	Зниження операційних витрат	Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
7,82	49,46	21,96	59,6	5,43	5,43

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 149,71 тис. грн. (без ПДВ).

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
2691,85	31,18	149,71	14,9

Очікуваний термін окупності складе — 14,9 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1619.77 тис. грн (без ПДВ).

3.14. Реконструкція ділянок ПЛ-0,4кВ від ТП-231, ТП-17 та ТП-781 з переключенням на нову ТП-10/0,4кВ в м. Скадовськ Херсонської області

ПЛ-0,4кВ Л-4 від ТП-17 потужністю 250 кВА живить 62 побутових та 3 юридичних абонентів, а саме: КП "Водне господарство" Скадовської міської ради Херсонської обл. та ін.

ПЛ-0,4кВ Л-3 від ТП-231 потужністю 400 кВА живить 19 побутових та 4 юридичних абонентів, а саме: АТ "Херсонгаз", КНП "Скадовська центральна міська лікарня" Скадовської міської ради та ін.

ПЛ-0,4кВ Л-6 від ТП-231 потужністю 400 кВА живить 60 побутових та 2 юридичних абонентів, а саме: КП "Очисні споруди" Скадовської міської ради Херсон.обл. та ін.

ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-781 потужністю 250 кВА живить 90 побутових та 1 юридичного абонентів, а саме: ФОП Ковганко О.І.

Згідно з дефектним актом №231 та листом огляду довжина ПЛ-0,4кВ від ТП-231 — 3 км, рік будівництва — 1970, інв. №005573, повітряна лінія має велику кількість дефектних елементів, що підлягають заміні, а саме: опори у кількості 35 шт.; траверси — 35 шт; дефектні та скляні ізолятори — 140 шт. (порушення п.2.4.32 ПУЕ); пошкоджені вводи в житлові будинки (порушення п.2.4.13 ПУЕ).

За останні 10 років на даній ПЛ не проводилось капітальних ремонтів. Останнє технічне обслуговування, під час якого було розчищено трасу ПЛ від порослі дерев, перетягнуто 2,2км проводу та замінено 36 в'язок проводу, проводилось у 2020 році.

Відомість замірів підстанції ЗТП-231 Скадовск (P_{ном}=400 кВА)

Дата	Секція шин, фідер	U _a , кВ	U _b , кВ	U _c , кВ	I _a , А	I _b , А	I _c , А
20.06.2018 12:40	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	244	258	281
	ТП-231 Л-1				50	48	55
	ТП-231 Л-2				27	28	29
	ТП-231 Л-3				32	25	30

	ТП-231 Л-4				16	23	30
	ТП-231 Л-5				39	50	75
	ТП-231 Л-6				58	50	50
	ТП-231 Л-7				22	34	12
<u>19.12.2018 10:00</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	263	315	352
	ТП-231 Л-1				55	66	52
	ТП-231 Л-2				26	40	42
	ТП-231 Л-3				33	32	26
	ТП-231 Л-4				17	40	82
	ТП-231 Л-5				58	75	92
	ТП-231 Л-6				56	53	50
	ТП-231 Л-7				18	9	8
<u>19.06.2019 12:30</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	247	268	280
	ТП-231 Л-1				48	49	53
	ТП-231 Л-2				28	26	30
	ТП-231 Л-3				32	36	38
	ТП-231 Л-4				18	25	32
	ТП-231 Л-5				38	49	66
	ТП-231 Л-6				63	52	48
	ТП-231 Л-7				20	31	13
<u>18.12.2019 11:45</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	265	308	330
	ТП-231 Л-1				51	68	60
	ТП-231 Л-2				29	36	40
	ТП-231 Л-3				30	35	29
	ТП-231 Л-4				19	36	51
	ТП-231 Л-5				60	68	85
	ТП-231 Л-6				60	55	53
	ТП-231 Л-7				16	10	12
<u>17.06.2020 15:25</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	246	259	275
	ТП-231 Л-1				46	50	51
	ТП-231 Л-2				30	28	31
	ТП-231 Л-3				35	35	40
	ТП-231 Л-4				20	23	30
	ТП-231 Л-5				32	41	55
	ТП-231 Л-6				61	50	52
	ТП-231 Л-7				22	32	16
<u>16.12.2020 09:15</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	272	316	329
	ТП-231 Л-1				56	72	58
	ТП-231 Л-2				28	32	36
	ТП-231 Л-3				32	38	30
	ТП-231 Л-4				20	33	46
	ТП-231 Л-5				62	70	92
	ТП-231 Л-6				62	56	52
	ТП-231 Л-7				12	15	15

Згідно з [дефектним актом №17](#) та [листом огляду](#) довжина ПЛ-0,4кВ від ТП-17 — 5,3 км, рік будівництва — 1968, інв. №005583, повітряна лінія має велику кількість дефектних елементів, що підлягають заміні, а саме: опори у кількості 4 шт.; траверси — 4 шт; дефектні та скляні ізолятори — 16 шт. (порушення п.2.4.32 ПУЕ); пошкоджені вводи в житлові будинки (порушення п.2.4.13 ПУЕ).

За останні 10 років на даній ПЛ не проводилось капітальних ремонтів. Останнє технічне обслуговування, під час якого було розчищено трасу ПЛ від порослі дерев, перетягнуто 2км проводу та замінено 24 в'язки проводу, проводилось у 2020 році.

Відомість замірів підстанції КТП-17 Скадовск ($P_{ном}=250$ кВА)

Дата	Секція шин, фідер	U _a , кВ	U _b , кВ	U _c , кВ	I _a , А	I _b , А	I _c , А
<u>20.06.2018 11:30</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,24	0,24	171	167	171
	ТП-17 Л-1				55	52	55
	ТП-17 Л-2				34	35	33
	ТП-17 Л-3				50	40	45
	ТП-17 Л-4				32	40	38
<u>19.12.2018 14:20</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	228	250	257
	ТП-17 Л-1				72	90	92
	ТП-17 Л-2				55	60	64
	ТП-17 Л-3				59	62	58
	ТП-17 Л-4				42	38	43
<u>19.06.2019 16:10</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	169	176	182
	ТП-17 Л-1				50	58	61
	ТП-17 Л-2				36	38	36
	ТП-17 Л-3				52	42	50
	ТП-17 Л-4				31	38	35
<u>18.12.2019 09:20</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	220	241	239
	ТП-17 Л-1				70	83	86
	ТП-17 Л-2				54	62	57
	ТП-17 Л-3				56	60	55
	ТП-17 Л-4				40	36	41
<u>17.06.2020 10:40</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	170	180	180
	ТП-17 Л-1				52	55	58
	ТП-17 Л-2				35	40	38
	ТП-17 Л-3				50	45	48
	ТП-17 Л-4				33	40	36
<u>16.12.2020 08:45</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	227	240	239
	ТП-17 Л-1				75	80	85
	ТП-17 Л-2				55	65	62
	ТП-17 Л-3				52	55	50
	ТП-17 Л-4				45	40	42

Згідно з [дефектним актом №781](#) та [листом огляду](#) довжина ПЛ-0,4кВ від ТП-781 — 2,2 км, рік будівництва — 1970, інв. №005603, повітряна лінія має велику кількість дефектних елементів, що підлягають заміні, а саме: опори у кількості 36 шт.; траверси — 36 шт; дефектні та скляні ізолятори — 144 шт. (порушення п.2.4.32 ПУЕ); пошкоджені вводи в житлові будинки (порушення п.2.4.13 ПУЕ).

За останній 10 років на даній ПЛ не виконувалось капітальних ремонтів. Останнє технічне обслуговування, під час якого було перетягнуто 1,4км проводу, замінено 24 в'язки проводу та розчищено трасу ПЛ від порослі дерев, проводилось у 2020 році.

Відомість замірів підстанції КТП-781 Скадовск ($P_{ном}=250$ кВА)

Дата	Секція шин, фідер	U _a , кВ	U _b , кВ	U _c , кВ	I _a , А	I _b , А	I _c , А
<u>20.06.2018 14:15</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	133	131	120
	ТП-781 Л-1				62	60	55
	ТП-781 Л-2				43	26	35
	ТП-781 Л-3				28	45	30
<u>19.12.2018 09:50</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	152	118	135
	ТП-781 Л-1				55	48	52
	ТП-781 Л-2				42	27	33
	ТП-781 Л-3				55	43	50
<u>19.06.2019 09:40</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	206	154	166
	ТП-781 Л-1				90	66	80
	ТП-781 Л-2				56	38	38
	ТП-781 Л-3				60	50	48
<u>18.12.2019 14:50</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	160	125	139
	ТП-781 Л-1				60	55	58
	ТП-781 Л-2				36	32	35
	ТП-781 Л-3				64	38	46
<u>17.06.2020 09:55</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	182	154	160
	ТП-781 Л-1				80	68	76
	ТП-781 Л-2				50	46	38
	ТП-781 Л-3				52	40	46
<u>16.12.2020 10:15</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	170	137	146
	ТП-781 Л-1				65	60	60
	ТП-781 Л-2				40	35	38
	ТП-781 Л-3				65	42	48

Від даної ПЛ-0,4кВ живиться 217 споживачів електричної енергії, які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт. Для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, а також з метою приведення рівня величини напруги на вводах в житлові будинки частини м. Скадовськ, які

заживлені від ПЛ-0,4кВ від ТП-231, ТП-17, ТП-781 до вимог ГОСТу 3109-97 та задоволення численних скарг споживачів щодо якості електропостачання, Товариство в 2021 році внесло до інвестиційної програми реконструкцію ділянок ПЛ-0,4кВ від ТП-231, ТП-17, ТП-781 із переключенням ПЛ-0,4кВ на нову ТП, заміною проводів на самоутримний ізольований провід, заміною опор для скорочення прольотів та заміною введів в будинки з встановлення закритого комплексу обліку електроенергії в зручному для обслуговування місці, на фасадах будинків.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-231, ТП-17, ТП-781, що склав 55%.

Індекс тривалості відключень (SAIDI) у розрізі Товариства складає 0,00805%. За останні 3 роки сума компенсацій згідно Постанови НКРЕКП №375 від 12.06.2018р. склала 3,59грн.

Відповідно до завдання на проектування, затвердженого АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція ділянок ПЛ-0,4кВ від ТП-231, ТП-17 та ТП-781 з переключенням на нову ТП-10/0,4кВ в м. Скадовськ Херсонської області", на суму 3049,39 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція ПЛ-0,38кВ Л-1 нова від нової КТП-160/10/0,38 (запроектована згідно інвестиційної програми, проект №9108/6-2020-088-ІІІ) ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №35:

- заміна проводу на AsXSn-4x50 від оп. №14-17 ПЛ-0,38кВ Л-4 КТП-17;
- заміна проводу на AsXSn-4x50 від оп. №10-22 ПЛ-0,38кВ Л-3 ЗТП-231;

- реконструкція ПЛ-0,38кВ Л-2 нова від нової КТП-160/10/0,38 (запроектована згідно інвестиційної програми, проект №9108/6-2020-088-ІІІ) ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №35:

- заміна проводу на AsXSn-4x50 від оп. №12-30 ПЛ-0,38кВ Л-6 ЗТП-231;

- реконструкція ПЛ-0,38кВ Л-3 нова від нової КТП-160/10/0,38 (запроектована згідно інвестиційної програми, проект №9108/6-2020-088-ІІІ) ПЛ-0,38кВ КТП-10/0,4кВ №35:

- заміна проводу на AsXSn-4x50 від оп. №17-41 ПЛ-0,38кВ Л-1 КТП-781.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ділянок ПЛ-0,4кВ від ТП-231, ТП-17 та ТП-781 з переключенням на нову ТП-10/0,4кВ в м. Скадовськ Херсонської області		
Перелік ПЛ-0,4 кВ		ТП-нова		
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-3 (нова)
Довжина ПЛ	Всього	461	573	1185
	Довжиною більше 400 м	0	0	92
	%	0.00%	0.00%	7.76%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		1.93%	0.27%	-1.58%

Кількість споживачів	Всього, шт.	29	28	66
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	29	28	42
	%	100.00	100.00	63.64
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	0	24
	%	0.00	0.00	36.36
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	5144	4247	12866
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	5144	4247	9061
	%	100.00	100.00	70.43
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	0	3805
	%	0.00	0.00	29.57
Сумарна договірна потужність кВт		123.9	80.8	231
Сумарна проектна потужність кВт		176.7	140	356
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	163.86		
	На 1-го споживача	1.33		
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		3049.39		
Окупність згідно проектних рішень, роки		18.6		
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		400.0		
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		21.0		

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 400 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на

будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 21,0 років. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше 400м, складає менше 10%, а втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять - 1,58 – 1,93%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Після реалізації будівництва розвантажувальної ТП та здійснення реконфігурації відповідної мережі, дана мережа буде забезпечувати мінімальний рівень навантаження, на рівні не менше 5 кВт.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ділянок ПЛ-0,4кВ від ТП-231, ТП-17 та ТП-781 з переключенням на нову ТП-10/0,4кВ в м. Скадовськ Херсонської області» є ефективним заходом інвестиційної програми 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання та переводяться в металобрухт.

Оприбуткування зворотних матеріалів			
	Кількість після демонтажу	Вартість за тону	Вартість матеріалів
Кольоровий металолом	1	30	30
Чорний металолом	0,12	5,5	0,67

Разом	30,67
-------	-------

2.Зниження ГВЕ

Зменшення втрат електроенергії $V_{\text{втрат}}$ згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням втрат на відповідний тариф.

$$V_{\text{втрат}} = W * C_{\text{вх.}}, \text{ де}$$

W – втрати електроенергії,

$C_{\text{вх.}}$ - покупний тариф

У середньому, за власними розрахунками Товариства, зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину проводу, оптимізації довжини ПЛ, заміни неізолюваного проводу на ізолюваний на 1 км ПЛ дорівнює 183,33 кВт.г за 1 місяць. Відповідно після реалізації проекту ГВЕ зменшиться на:

$$183,33 \text{ кВт} \cdot \text{год} * 12 \text{ міс} * 2,5 \text{ км} = 5499,9 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

Фактичний середній тариф на куповану електричну енергію – 1,40 грн/кВт·г.

Отже, зниження величини втрат в грошовому еквіваленті дорівнюватиме:

$$5499,9 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік} * 1,40 \text{ грн} / \text{кВт} = 7,7 \text{ тис. грн.}$$

3.Зниження витрат на аварійно-відновлювальні роботи, зниження операційних витрат

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість опор на 1км ПЛ 0,4кВ –30 шт. необхідно використати:

Досвід експлуатації ПЛ-0,4кВ дозволяє встановити, що при експлуатаційному обслуговуванні ПЛ-0,4кВ необхідно замінити близько 30% дефектних опор (10шт/км.) та заміна на ізолювані 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	25	1677	41,93
Провід алюмінієвий А50, т	1	103000	103
Ізолятори ТФ-20, шт	100	23,38	2,34
Траверса ТН-12, шт	25	172	4,3
Провід СИП 2*16, км	0,75	15900	11,93
Комплект затискачів для вводів, шт	25	350	8,75
Всього на матеріали та обладнання:			172,24

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 241,13 тис. грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем.}} = 241,13 / 5 = 48,227 \text{ тис. грн.}$$

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.

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи величину річного споживання — 607446 кВт*год/рік, річне збільшення корисного відпуску становитиме:

$$607446 * 2\% = 12148,92 \text{ кВт*год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	12148,92	1,4	17,01
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			17,01

5.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$230 * 200 = 46 \text{ тис.грн.}$$

6.Зниження потенційних очікуваних збитків

За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-231 аварійно вимикалась 2 рази і сумарна тривалість відключень склала 2023 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить –133,19 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$V_{\text{відк}} = 2294/60 \cdot 133,19 \cdot 1,4 = 7,129 \text{ тис.грн.}$$

7.Інше

Назва заходу складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед	5092	1,40	7,129

споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)			
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			7,129

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)					
Зниження ТВЕ	Зниження операційних витрат	Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
7,7	48,23	17,01	46	7,129	7,129

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 133,19 тис. грн. (без ПДВ).

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
3049,39	30,67	133,19	18,6

Очікуваний термін окупності складе — 18,6 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1626.1 тис. грн (без ПДВ).

3.15. Реконструкція частини ПЛ-0,4кВ від ТП-189, ТП-282, ТП-373 з переключенням на нову КТП-6/0,4кВ в смт. Антонівка м.Херсон

ПЛ-0,4кВ Л-3 від ТП-189 потужністю 630 кВА живить 108 побутових абонентів.

ПЛ-0,4кВ Л-7 від ТП-282 потужністю 800 кВА живить 181 побутових абонента.

ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-373 потужністю 400 кВА живить 86 побутових та 3 юридичних абонента, а саме: ПАТ “Укртелеком” та ін.

Згідно з дефектним актом №189 та [листом огляду](#) довжина ПЛ-0,4кВ від ТП-189 — 6,16 км, рік будівництва — 1962, інв. №015550, повітряна лінія має велику кількість дефектних елементів, що підлягають заміні, а саме: опори у кількості 27 шт.; траверси — 27 шт.; дефектні та скляні ізолятори — 96 шт. (порушення п.2.4.32 ПУЕ); пошкоджені вводи в житлові будинки (порушення п.2.4.13 ПУЕ).

За останні 10 років на даній ПЛ не проводилось капітальних ремонтів. Останнє технічне обслуговування, під час якого було розчищено трасу ПЛ від порослі дерев, проводилось у 2020 році.

Відомість замірів підстанції ЗТП-189 Херсон (Pном=630 кВА)

Дата	Секція шин, фідер	Ua, кВ	Ub, кВ	Uc, кВ	Ia, А	Ib, А	Ic, А
<u>20.06.2018 11:50</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	508	541	578
	ТП-189 Л-1				66	57	61
	ТП-189 Л-2				11	7	4
	ТП-189 Л-3				144	147	152
	ТП-189 Л-4				110	98	113
	ТП-189 Л-7				64	81	72
	ТП-189 Л-8				113	151	176
<u>19.12.2018 11:50</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	647	644	644
	ТП-189 Л-1				70	69	61
	ТП-189 Л-2				20	21	20
	ТП-189 Л-3				160	165	162
	ТП-189 Л-4				121	110	113
	ТП-189 Л-6				30	31	20
	ТП-189 Л-7				90	97	88
	ТП-189 Л-8				156	151	180
<u>19.06.2019 11:00</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,24	0,23	0,23	226	220	317
	ТП-189 Л-1				7	27	41
	ТП-189 Л-2				1	0	0
	ТП-189 Л-3				32	26	75
	ТП-189 Л-4				73	76	82
	ТП-189 Л-6				37	24	38
	ТП-189 Л-7				42	27	18
	ТП-189 Л-8				34	40	63
<u>18.12.2019 11:50</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,22	707	737	727
	ТП-189 Л-1				61	77	69
	ТП-189 Л-2				41	38	35
	ТП-189 Л-3				131	144	152
	ТП-189 Л-4				144	138	125
	ТП-189 Л-5				30	31	20
	ТП-189 Л-6				90	97	88
	ТП-189 Л-7				156	151	180
	ТП-189 Л-8				54	61	58
<u>17.06.2020 17:12</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,22	191	170	184
	ТП-189 Л-1				4	13	30
	ТП-189 Л-2				0	1	1
	ТП-189 Л-3				40	44	38
	ТП-189 Л-4				55	43	42

	ТП-189 Л-5				12	4	6
	ТП-189 Л-6				20	20	14
	ТП-189 Л-7				40	24	23
	ТП-189 Л-8				20	21	30
<u>16.12.2020 11:00</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,24	0,23	297	211	245
	ТП-189 Л-1				4	15	18
	ТП-189 Л-2				1	0	1
	ТП-189 Л-3				88	53	69
	ТП-189 Л-4				49	49	79
	ТП-189 Л-5				23	7	9
	ТП-189 Л-6				18	11	9
	ТП-189 Л-7				51	28	29
	ТП-189 Л-8				63	48	31

Згідно з дефектним актом №282 та листом огляду довжина ПЛ-0,4кВ від ТП-282 — 3,182 км, рік будівництва — 1964, інв. №015585, повітряна лінія має велику кількість дефектних елементів, що підлягають заміні, а саме: опори у кількості 16 шт.; траверси — 16 шт; дефектні та скляні ізолятори — 60 шт. (порушення п.2.4.32 ПУЕ); пошкоджені вводи в житлові будинки (порушення п.2.4.13 ПУЕ).

За останні 10 років капітальних ремонтів даної ПЛ не проводилось. Останнє технічне обслуговування, під час якого було розчищено трасу ПЛ від порослі дерев, перетягнуто 3,122км проводу, замінено 68 в'язко проводу, проводилось у 2020 році.

Відомість замірів підстанції ЗТП-282 1Т Херсон (P_{ном}=400 кВА)

Дата	Секція шин, фідер	U _a , кВ	U _b , кВ	U _c , кВ	I _a , А	I _b , А	I _c , А
<u>20.06.2018 11:00</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	183	185	156
	ТП-282 1Т Л-1				2	3	0
	ТП-282 1Т Л-3				0	0	0
	ТП-282 1Т Л-4				21	26	30
	ТП-282 1Т Л-5				36	35	21
	ТП-282 1Т Л-7				88	84	67
	ТП-282 1Т Л-8				36	37	38
<u>19.12.2018 11:00</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	208	220	216
	ТП-282 1Т Л-1				1	2	0
	ТП-282 1Т Л-3				0	0	0
	ТП-282 1Т Л-4				33	39	33
	ТП-282 1Т Л-5				40	44	42
	ТП-282 1Т Л-7				90	95	90
	ТП-282 1Т Л-8				44	40	51
<u>19.06.2019 11:30</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,24	216	208	220
	ТП-282 1Т Л-1				0	3	1
	ТП-282 1Т Л-3				0	0	0

	ТП-282 1Т Л-4				26	36	25
	ТП-282 1Т Л-5				44	45	50
	ТП-282 1Т Л-7				95	80	88
	ТП-282 1Т Л-8				51	44	56
<u>18.12.2019 11:00</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	258	254	232
	ТП-282 1Т Л-1				1	2	0
	ТП-282 1Т Л-3				0	0	0
	ТП-282 1Т Л-4				45	41	42
	ТП-282 1Т Л-5				51	52	40
	ТП-282 1Т Л-7				110	109	99
	ТП-282 1Т Л-8				51	50	51
<u>17.06.2020 13:00</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,22	0,23	0,22	45	60	66
	ТП-282 1Т Л-1				0	0	0
	ТП-282 1Т Л-2				0	0	0
	ТП-282 1Т Л-3				0	0	1
	ТП-282 1Т Л-4				0	0	0
	ТП-282 1Т Л-5				0	0	0
	ТП-282 1Т Л-7				15	20	30
	ТП-282 1Т Л-8				30	40	35
<u>16.12.2020 10:53</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	212	207	217
	ТП-282 1Т Л-1				23	44	50
	ТП-282 1Т Л-2				68	70	77
	ТП-282 1Т Л-3				80	77	64
	ТП-282 1Т Л-4				0	0	0
	ТП-282 1Т Л-5				14	16	14
	ТП-282 1Т Л-7				27	0	12
	ТП-282 1Т Л-8				0	0	0

Згідно з дефектним актом №373 та листом огляду довжина ПЛ-0,4кВ від ТП-373 — 2 км, рік будівництва — 1964, інв. №024855, повітряна лінія має велику кількість дефектних елементів, що підлягають заміні, а саме: опори у кількості 36 шт.; траверси — 36 шт; дефектні та скляні ізолятори — 104 шт. (порушення п.2.4.32 ПУЕ); пошкоджені вводи в житлові будинки (порушення п.2.4.13 ПУЕ).

За останні 10 років капітальний ремонт даної ПЛ не проводився. Останнє технічне обслуговування, під час якого було розчищено ділянку траси ПЛ від порослі дерев, перетягнуто 12 вводів, перетягнуто 0,95км проводу та замінено 54 в'язки проводу, проводилось у 2020 році.

Відомість замірів підстанції ЗТП-373 Херсон ($P_{ном}=400$ кВА)

Дата	Секція шин, фідер	U _a , кВ	U _b , кВ	U _c , кВ	I _a , А	I _b , А	I _c , А
<u>20.06.2018 15:15</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	246	264	251
	ТП-373 Л-1				0	0	0
	ТП-373 Л-10				5	1	1

	ТП-373 Л-2				77	110	87
	ТП-373 Л-3				4	0	11
	ТП-373 Л-4				16	22	20
	ТП-373 Л-5				13	11	12
	ТП-373 Л-6				0	0	0
	ТП-373 Л-7				36	28	21
	ТП-373 Л-8				23	30	44
	ТП-373 Л-9				60	61	55
<u>19.12.2018 15:15</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	246	328	357
	ТП-373 Л-1				1	0	0
	ТП-373 Л-10				5	1	5
	ТП-373 Л-2				85	95	110
	ТП-373 Л-3				6	7	8
	ТП-373 Л-4				25	32	28
	ТП-373 Л-5				26	22	15
	ТП-373 Л-6				1	1	0
	ТП-373 Л-7				45	46	51
	ТП-373 Л-8				36	36	51
	ТП-373 Л-9				80	88	89
<u>19.06.2019 11:30</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,23	325	338	337
	ТП-373 Л-1				2	0	1
	ТП-373 Л-10				1	1	3
	ТП-373 Л-2				90	110	95
	ТП-373 Л-3				8	5	2
	ТП-373 Л-4				20	30	15
	ТП-373 Л-5				30	31	20
	ТП-373 Л-6				0	1	1
	ТП-373 Л-7				42	21	60
	ТП-373 Л-8				41	40	55
	ТП-373 Л-9				91	99	85
<u>18.12.2019 15:15</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,23	0,22	246	334	374
	ТП-373 Л-1				5	4	0
	ТП-373 Л-10				5	4	5
	ТП-373 Л-2				77	81	110
	ТП-373 Л-3				1	5	8
	ТП-373 Л-4				22	25	28
	ТП-373 Л-5				26	22	26
	ТП-373 Л-6				1	1	0
	ТП-373 Л-7				45	56	57
	ТП-373 Л-8				44	42	51
	ТП-373 Л-9				92	94	89
<u>17.06.2020 15:15</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,24	0,24	113	128	88
	ТП-373 Л-1				0	0	0
	ТП-373 Л-10				1	0	1

	ТП-373 Л-2				70	90	35
	ТП-373 Л-3				0	5	4
	ТП-373 Л-4				0	0	7
	ТП-373 Л-5				0	2	3
	ТП-373 Л-6				1	2	4
	ТП-373 Л-7				11	5	8
	ТП-373 Л-8				0	0	0
	ТП-373 Л-9				30	24	26
<u>17.12.2020 21:30</u>	Секція шин 0.4 кВ	0,23	0,24	0,23	202	168	131
	ТП-373 Л-1				0	0	0
	ТП-373 Л-10				0	1	2
	ТП-373 Л-2				106	130	88
	ТП-373 Л-3				0	0	0
	ТП-373 Л-4				3		
	ТП-373 Л-5				0	0	0
	ТП-373 Л-6				0	0	0
	ТП-373 Л-7				3	3	4
	ТП-373 Л-8				60	10	5
	ТП-373 Л-9				30	24	32

Від даної ПЛ-0,4кВ живиться 337 споживачів електричної енергії, які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт. Для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, а також з метою приведення рівня величини напруги на вводах в житлові будинки частини м. Херсон, які заживлені від ПЛ-0,4кВ від ТП-189, ТП-282, ТП-373 до вимог ГОСТу 3109-97 та задоволення численних скарг споживачів щодо якості електропостачання, Товариство в 2021 році внесло до інвестиційної програми реконструкцію ПЛ-0,4кВ від ТП-189, ТП-282, ТП-373 із переключенням ділянок ПЛ на нову ТП, заміною проводів на самоутримний ізольований провід, заміною опор для скорочення прольотів та заміною вводів в будинки з встановлення закритого комплексу обліку електроенергії в зручному для обслуговування місці, на фасадах будинків.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-189, ТП-282, ТП-373, що склав 45%.

Індекс тривалості відключень (SAIDI) у розрізі Товариства складає 0,06019%. За останні 3 роки Товариство отримало 1 скаргу з надійності та якості напруги. На сьогоднішній день 4 споживача отримують компенсацію згідно Постанови НКРЕКП №375 від 12.06.2018р. Сума компенсацій за останні 3 роки склала 3030 грн.

Відповідно до завдання на проєктування, затвердженого АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проєктно-

кошторисну документацію "Реконструкція частини ПЛ-0,4кВ від ТП-189, ТП-282, ТП-373 з переключенням на нову КТП-6/0,4кВ в смт. Антонівка м. Херсон, на суму 1543,90 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція ПЛ-0,38кВ Л-1 нова від нової КТПП-250/6/0,38 (запроектована згідно інвестиційної програми, проєкт №ПЛ—006.00/0207);
 - заміна проводу на AsXSn-4x50 від оп.№20-35 ПЛ-0,38 кВ Л-2 ЗТП-373;
- реконструкція ПЛ-0,38 кВ Л-2 нова від нової КТПП-250/6/0,38 (запроектована згідно інвестиційної програми, проєкт №ПЛ—006.00/0207);
 - заміна проводу на AsXSn-4x50 від оп.№36-45 ПЛ-0,38 кВ Л-2 ЗТП-373;
 - заміна проводу на AsXSn-4x50 від оп.№47-51 ПЛ-0,38 кВ Л-3 ЗТП-189;
- реконструкція ПЛ-0,38кВ Л-3 нова від нової КТПП-250/6/0,38 (запроектована згідно інвестиційної програми, проєкт №ПЛ—006.00/0207);
 - заміна проводу на AsXSn-4x70 від оп.№8-19 ПЛ-0,38 кВ Л-7 ЗТП-282;
- реконструкція ПЛ-0,38кВ Л-4 нова від нової КТПП-250/6/0,38 (запроектована згідно інвестиційної програми, проєкт №ПЛ—006.00/0207);
 - заміна проводу на AsXSn-4x50 від оп.№16-24 ПЛ-0,38 кВ Л-3 ЗТП-189.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція частини ПЛ-0,4кВ від ТП-189, ТП-282, ТП-373 з переключенням на нову КТП-6/0,4кВ в смт. Антонівка м.Херсон			
		ТП-нова			
Перелік ПЛ-0,4 кВ		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-3 (нова)	Л-4 (нова)
Довжина ПЛ	Всього	536	520	484	546
	Довжиною більше 400 м	0	0	0	0
	%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		-3.15%	-0.67%	-2.92%	-4.16%
Кількість споживачів	Всього, шт.	45	33	39	40
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	45	33	39	40
	%	100.00	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	0	0	0
	%	0.00	0.00	0.00	0.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	7313	6980	8974	6538
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	7313	6980	8974	6538

	%	100.00	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	0	0	0
	%	0.00	0.00	0.00	0.00
Сумарна договірна потужність кВт		142	93.8	135.4	121.5
Сумарна проектна потужність кВт		236.1	165	223	200
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	324.72			
	На 1-го споживача	2.08			
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		1543.9			
Окупність згідно проектних рішень, роки		4.8			
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		0.0			
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		0			

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, усі довжини ліній не перевищують нормативні 400м.

Після реалізації будівництва розвантажувальної ТП та здійснення реконфігурації відповідної мережі, дана мережа буде забезпечувати мінімальний рівень навантаження, на рівні не менше 5 кВт.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція частини ПЛ-0,4кВ від ТП-189, ТП-282, ТП-373 з переключенням на нову КТП-6/0,4кВ в смт. Антонівка м.Херсон» є ефективним заходом інвестиційної програми 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання та переводяться в металобрухт.

Оприбуткування зворотних матеріалів			
	Кількість після демонтажу	Вартість за тону	Вартість матеріалів
Кольоровий металолом	0,65	30	19,44
Чорний металолом	0,08	5,5	0,45
Разом			19,90

2. Зниження ТВЕ

Зменшення втрат електроенергії $V_{\text{втр}}_{\text{ат}}$ згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням втрат на відповідний тариф.

$$V_{\text{втр}}_{\text{ат}} = W * C_{\text{вх.}}, \text{ де}$$

W – втрати електроенергії,

$C_{\text{вх.}}$ – покупний тариф

У середньому, за власними розрахунками Товариства, зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину проводу, оптимізації довжини ПЛ, заміни неізолюваного проводу на ізолюваний на 1 км ПЛ дорівнює 183,33 кВт.г за 1 місяць. Відповідно після реалізації проекту ТВЕ зменшиться на:

$$183,33 \text{ кВт} \cdot \text{год} * 12 \text{ міс} * 1,62 \text{ км} = 3563,94 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

Фактичний середній тариф на куповану електричну енергію – 1,40 грн/кВт.г.

Отже, зниження величини втрат в грошовому еквіваленті дорівнюватиме:

$$3563,94 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік} * 1,40 \text{ грн} / \text{кВт} = 4,99 \text{ тис. грн.}$$

3. Зниження витрат на аварійно-відновлювальні роботи, зниження операційних витрат

При експлуатаційному обслуговуванні ПЛ, що підлягають реконструкції, виконується заміна 30% елементів цієї лінії. Для цього, враховуючи що середня кількість опор на 1км ПЛ 0,4кВ –30 шт. необхідно використати:

Досвід експлуатації ПЛ-0,4кВ дозволяє встановити, що при експлуатаційному обслуговуванні ПЛ-0,4кВ необхідно замінити близько 30% дефектних опор (10шт/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	17	1677	28,51
Провід алюмінієвий А50, т	0,65	103000	66,74
Ізолятори ТФ-20, шт	68	23,38	1,59
Траверса ТН-12, шт	17	172	2,92
Провід СИП 2*16, км	0,51	15900	8,11
Комплект затискачів для вводів, шт	17	350	5,95
Всього на матеріали та обладнання:			113,83

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт (бензин, зарплата і т. ін.) 40% від вартості матеріалів, то загальна сума витрат на капремонт ПЛ складе 159,36 тис. грн. Капремонт виконується в середньому раз на п'ять років, таким чином сума загального зменшення витрат на експлуатацію по ПЛ-10кВ за 1 рік складе:

$$V_{\text{рем.}} = 159,36/5 = 31,87 \text{ тис.грн.}$$

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.

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи величину річного споживання — 1225272 кВт*год/рік, річне збільшення корисного відпуску становитиме:

$$1225272 * 2\% = 24505,44 \text{ кВт*год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт*год	грн/кВт*год	тис. грн. (без ПДВ)
-------------------------------------	---------	-------------	---------------------

Збільшення корисного відпуск	24505,44	1,4	34,31
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			34,31

5.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$369 \cdot 200 = 73,8 \text{ тис.грн.}$$

6.Зниження потенційних очікуваних збитків

За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-189, ТП-282, ТП-373 аварійно вимикалась 14 разів і сумарна тривалість відключень склала 14014 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 244.436 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$V_{\text{відк}} = 14014/60 \cdot 244,436 \cdot 1,4 = 79,929 \text{ тис.грн.}$$

7.Інше

Назва заходу складової економічного ефекту	кВт·год	грн/кВт·год	тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	57092	1,40	79,929
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			79,929

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)					
Зниження ТВЕ	Зниження операційних витрат	Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
4,99	31,87	34,31	73,8	79,929	79,929

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходів, становитиме – 304.83 тис. грн. (без ПДВ).

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
1543,9	19,89	304,83	4,8

Очікуваний термін окупності складе — 4,8 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 895.46 тис. грн (без ПДВ).

4. Будівництво і реконструкція КЛ-6(10)кВ

4.1. Реконструкція КЛ 6кВ ТП-274 до ТП-378, м.Херсон

КЛ 6кВ ТП-274 – ТП-378 у м.Херсон живить споживачів центральної частини міста. Загальна кількість споживачів — 2610.

КЛ 6кВ ТП-274 – ТП-378 у м.Херсон інв.№016525 прокладена кабелем типу АСБ 3х95 довжиною 0,78 км в 1964 році.

Згідно дефектного акту та протоколу вимірів №0110/05 від 01.10.2020р за останні 3 роки на КЛ 6кВ ТП-274 – ТП-378 було 8 технологічних порушень. КЛ знаходиться в незадовільному технічному стані, налічує 15 з'єднувальних муфт, що значно перевищує гранично допустиму кількість КЛ відпрацювала строк експлуатації, в зв'язку з цим аварії на ній почастишали При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції. КЛ проходить під проїзними частинами, по трасі, насиченій інженерними комунікаціями та по території, впорядкованій, згідно правил благоустрою, приватними підприємцями, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень(SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до завдання на проєктування АТ «Херсонобленерго», ТОВ "Соларпроект" у 2019 році було розроблено [проєктно-кошторисну документацію](#) "Реконструкція КЛ 6кВ ТП-274 до ТП-378, м.Херсон" на суму 2486,12 тис. грн (без ПДВ) та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. Відповідний захід передбачений Інвестиційною програмою на 2022 рік

Згідно протоколу режимних вимірів від 20.06.2018 року $I_{\max}=170A$, у ремонтно-аварійному режимі I_{\max} навант.=283A, після реконструкції існуючого кабеля на кабель АСБ2л-10-240 I доп.=351A, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-6кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-6кВ, що переоснащується	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Імах нав. А	Обсяг проектних робіт
4.1.	Реконструкція КЛ 6кВ ТП-274 – ТП-378 у м.Херсон	2486,12	1964	0,78	АСБ 3х95	275	283	АСБ2л-6 перерізом 240мм, L= 0,78 км

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- прокладання КЛ 6кВ від ТП-274 (ком.4) до ТП-378 (ком.1) кабелем марки АСБ2л-10 перерізом 240мм загальною довжиною 0,78 км

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності КЛ 6 кВ від ТП-274 – ТП-378 у м.Херсон дорівнює

$$D = D_{240} - 95$$

$$D_{240} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 420 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 3864838 \text{ грн,}$$

$$D_{95} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 225 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 2070449 \text{ грн,}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U \cdot 1,73 \cdot 0,92, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

T_{\max} = 6 год. · 365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{\text{заг}} = 3864838 - 2070449 \text{ грн} = 1794389 \text{ грн}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –630кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 630 \cdot 5 = 3150 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 грн. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$B_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 3150 = 4410 \text{ грн.}$$

Загальна $B_{\text{лік}}$ = 4410 грн.

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

Таким чином:

$$B_{\text{лік}} = 2 \cdot 4410 = 8820 \text{ грн.}$$

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 на 1 рік складе:

$$B_{\text{рем.}} = 18,2 \cdot 2 = 36,400 \text{ тис.грн.}$$

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$$B_{\text{експ.}} = B_{\text{рем.}} + B_{\text{лік.}} = (36,4 + 8,82) = 45,22 \text{ тис.грн.,}$$

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 4522 грн (10 %)

-економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 3165 грн.

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 6 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$$В \text{ втрат} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41,983 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$$В = В_{\text{експ}} + В \text{ втрат} = 45,22 + 41,983 = 87,203 \text{ тис.грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$Е_{\text{заг.}} = Е \text{ заг.} = Д + В = 1794,389 + 87,203 = 1881,592 \text{ тис.грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$Т_{\text{ок.}} = К_{\text{заг.}} / Е_{\text{заг.}} = 2486,12 / 1881,59 = 1,3 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
1794,389	8,820	36,400	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
2486,12	0,00	1881,59	1,3

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1387.16 тис. грн (без ПДВ).

4.2. Реконструкція КЛ-6 кВ ТП-235 – ТП-758 у м.Херсон

КЛ-6кВ від ТП-235 до ТП-758 у м.Херсон живить споживачів центральної частини міста. Загальна кількість споживачів — 2609.

КЛ 6кВ від ТП-235 до ТП-758 у м.Херсон інв.№016504 прокладена кабелем типу ААБ 3х95 довжиною 0,24 км в 1970 році. Згідно дефектного акту та протоколу вимірів №0510/07 від 05.10.2020р за останні 3 роки на КЛ 6кВ ТП-235 до ТП-758 було 5 технологічних порушень. КЛ налічує 5 з'єднувальних муфт, що значно перевищує гранично допустиму кількість КЛ відпрацювала строк експлуатації, в зв'язку з цим аварії на ній почастишали. На КЛ чисельні пошкодження оболонки в результаті корозії. При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції. КЛ проходить під проїзними частинами, по трасі, насиченій інженерними комунікаціями та по території, впорядкованій, згідно правил благоустрою, приватними підприємцями, що

ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування було розроблено робочий проєкт "Реконструкція КЛ-6 кВ ТП-235 – ТП-758 у м.Херсон", на суму 1155,85 тис. грн (без ПДВ), затверджений наказом №629 від 09.09.2021р., яким передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція існуючої КЛ 6 кВ від ТП 235 до ТП-758;
- підключення реконструйованої КЛ 6 кВ від ТП 235 ком.3, Іс.ш. до ТП-758 ком.2, Іс.ш.

Згідно протоколу режимних вимірів від 20.06.2018 року $I_{\max}=170\text{А}$, в ремонтно-аварійному режимі I_{\max} навант.=226А, після реконструкції існуючого кабелю на кабель АПвЭгПу-10 1х150/70 $I_{\text{доп.}}=331\text{А}$, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторис на вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-6кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-6кВ, що розвантажується/переосягується	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
4.2.	Реконструкція КЛ 6кВ ТП-235 – ТП-758 у м.Херсон	1155,85	1970	0,24	ААБ 3х95	213	226	АПвЭгПу-10 перерізом 1х150/70мм ² , L=0,240 км

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності КЛ 6 кВ від ТП-235 до ТП-758 у м.Херсон дорівнює

$$D = D_{150} - 95$$

$$D_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 335 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 3082668 \text{ грн,}$$

$$D_{95} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 255 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 2346509 \text{ грн,}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U \cdot 1,73 \cdot 0,92, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} \cdot 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{\text{заг}} = 3082668 - 2346509 \text{ грн} = 736159 \text{ грн}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –400кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 400 \cdot 5 = 2000 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 грн. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$B_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 2000 = 2800 \text{ грн.}$$

$$\text{Загальна } B_{\text{лік.}} = 2800 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

$$\text{Таким чином, } B_{\text{лік.}} = 2 \cdot 2800 = 5600 \text{ грн.}$$

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 на 1 рік складе:

$$V_{\text{рем.}} = 18,2 \cdot 2 = 36,400 \text{ тис.грн.}$$

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$$V_{\text{експ.}} = V_{\text{рем.}} + V_{\text{лік.}} = (36,4 + 5,6) = 42 \text{ тис.грн.,}$$

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 4200 грн (10 %), або 3500 грн (без ПДВ)

-економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 2940.

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 6 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$$V_{\text{втрат}} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41,983 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$$V = V_{\text{експ.}} + V_{\text{втрат}} = 42 + 41,983 = 83,983 \text{ тис.грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$E_{\text{заг.}} = E_{\text{заг.}} = D + V = 736,159 + 83,983 = 820,142 \text{ тис.грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг.}} / E_{\text{заг.}} = 1155,85 / 820,14 = 1,41 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
736,159	5,600	36,400	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
1155,85	0,00	820,14	1,41

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 543.25 тис. грн (без ПДВ).

4.3. Реконструкція КЛ 6кВ РП Мост–ТП-81 у м.Херсон

КЛ 6кВ РП Мост-ТП-81 у м.Херсон живить споживачів центральної

частини міста. Загальна кількість споживачів — 1296.

КЛ 6кВ РП Мост-ТП-81 у м.Херсон інв.№016892 прокладена кабелем типу ААШВ 3х120 довжиною 0,83 км в 1981 році.

Згідно дефектного акту та протоколу вимірів №0610/08 від 06.10.2020р. за останні 3 роки на КЛ 6кВ РП Мост-ТП-81 було 20 технологічних порушень. КЛ налічує 22 з'єднувальні муфти, що значно перевищує гранично допустиму кількість. На КЛ чисельні пошкодження оболонки в результаті корозії. При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції. КЛ відпрацювала термін експлуатації. КЛ прокладена між будинками та тротуарами, проходить по території, впорядкованій, згідно правил благоустрою, приватними підприємцями, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. У зв'язку з тим, що частина КЛ проходить по приватній території та з метою уникнення руйнування елементів благоустрою частина траси зміниться та довжина КЛ. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень(SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування, власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція КЛ 6кВ РП Мост-ТП-81 у м. Херсон" на суму 2599,93 тис. грн (без ПДВ), затверджену наказом №629 від 09.09.2021р., згідно якої передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція КЛ-6 кВ РП Мост — ТП-81 у м. Херсон;
- підключення реконструйованої КЛ-6 кВ від РП Мост ком.№9 II с.ш. до ТП-81 ком.№1.

Згідно протоколу режимних вимірів від 16.12.2020 року $I_{\max}=150\text{А}$, в ремонтно-аварійному режимі I_{\max} навант.=254А, після реконструкції існуючого кабеля на кабель 3*АПвЭгаПу-10(1х150/50) $I_{\text{доп.}}=331\text{А}$, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторис на вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-6кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-6кВ, що розвантажується/перевантажується	Допустимий струм, Iдоп., А	Струм навантаження, Iнав., А	Обсяг проектних робіт
4.3.	Реконструкція КЛ 6кВ РП Мост-ТП-81 у м.Херсон	2599,93	1981	0,836	ААШВ 3х120	243	254	3*АПвЭгаПу-10(1х150/50), L=0,830 км

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності КЛ 6кВ РП Мост-ТП-81 у м.Херсон дорівнює

$$D = D_{150} - D_{120}$$

$$D_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 335 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 3082668 \text{ грн,}$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 295 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 2714588 \text{ грн,}$$

де

$$P_{\text{мах.}} = I_{\text{мах.}} \cdot U \cdot 1,73 \cdot 0,92, \text{ де}$$

$I_{\text{мах.}}$ - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\text{мах.}} = 6 \text{ год.} \cdot 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{\text{заг}} = 3082668 - 2714588 \text{ грн} = 368080 \text{ грн}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –250кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 250 \cdot 5 = 1\,250 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 грн. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$B_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 1\,250 = 1750 \text{ грн.}$$

$$\text{Загальна } B_{\text{лік.}} = 1750 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

$$\text{Таким чином, } \underline{B_{\text{лік.}}} = 2 \cdot 1750 = 3500 \text{ грн.}$$

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 на 1 рік складе:

$$B_{\text{рем.}} = 18,2 \cdot 2 = 36,400 \text{ тис.грн.}$$

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$$\underline{B_{\text{експ.}}} = B_{\text{рем}} + B_{\text{лік.}} = (36,4 + 3,5) = 39,9 \text{ тис.грн.,}$$

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 3990 грн (10 %), або 3325 грн (без ПДВ)

-економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 2793 грн.

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 6 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$$B_{\text{втрат}} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41,983 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$$B = B_{\text{експ}} + B_{\text{втрат}} = 39,9 + 41,983 = 81,883 \text{ тис.грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$E_{\text{заг.}} = E_{\text{заг.}} = D + B = 368,080 + 81,883 = 449,963 \text{ тис.грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$\text{Ток.} = K_{\text{заг}} / E_{\text{заг}} = 2599,93 / 515,503 = 5 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
368,080	3,500	36,400	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
2599,93	0,00	515,503	5

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1299.97 тис. грн (без ПДВ).

4.4. Реконструкція КЛ 6кВ ТП-220 – ТП-206 у м.Херсон

КЛ 6кВ ТП-220 – ТП-206 у м. Херсон живить споживачів центральної частини міста. Загальна кількість споживачів — 2180.

КЛ 6кВ ТП-220 – ТП-206 у м.Херсон інв.№016492 прокладена кабелем типу ААШВ 3х120 довжиною 0,48 км в 1981 році.

За останні 3 роки на КЛ було 11 технологічних порушень. На КЛ чисельні пошкодження оболонки в результаті корозії.

Згідно дефектного акту та протоколу вимірів №0810/09 від 08.10.2020р КЛ налічує 16 з'єднувальних муфт, що значно перевищує гранично допустиму кількість. При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції. КЛ відпрацювала термін експлуатації. КЛ прокладена між будинками та тротуарами, проходить по території, впорядкованій, згідно правил благоустрою, приватними підприємцями, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. У зв'язку з тим, що частина КЛ проходить по приватній території та з метою уникнення руйнування елементів благоустрою частина траси зміниться та довжина КЛ. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АГ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція КЛ 6кВ ТП-220—ТП-206 у м. Херсон у 2021 році на суму 2348,12 тис. грн (без ПДВ), яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. Згідно проектно-кошторисної документації передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкцію КЛ-6кВ від ТП-220 до ТП-206, кабельною лінією АПвЗгПу-10 перерізом 1х150/70мм² будівельною довжиною 0,48 км.
- підключення реконструйованої КЛ-6кВ від ТП-220, ком.1 до ТП-206, ком.6, 2с.ш.

Згідно протоколу режимних вимірів від 16.12.2020 року $I_{max}=125A$, в ремонтно-аварійному режимі I_{max} навант.=265А, після реконструкції існуючого кабеля на кабель АПвЭгПу-10 1х150/70 $I_{доп.}=331A$, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-6кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-6кВ, що розвантажуються/переоснащуються	Допустимий струм, I _{доп.} , А	Струм навантаження, I _{нав.} , А	Обсяг проектних робіт
4.4.	Реконструкція КЛ 6кВ ТП-220 – ТП-206 у м.Херсон	2348,12	1981	0,48	ААШВ 3х120	243	265	АПвЭгПу-10 перерізом 1х150/70мм ² , L=0,48 км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності КЛ 6 кВ від ТП-220 до ТП-206 у м.Херсон дорівнює

$$D = D_{150} - D_{120}$$

$$D_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 335 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 3082668 \text{ грн,}$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 295 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 2714588 \text{ грн,}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U \cdot 1,73 \cdot 0,92, \text{ де}$$

I_{макс.} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

T_{макс.} = 6 год. · 365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{\text{заг}} = 3082668 - 2714588 \text{ грн} = 368080 \text{ грн}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –400кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 400 \cdot 5 = 2000 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 грн. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$B_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 2000 = 2800 \text{ грн.}$$

Загальна B_{лік.} = 2800 грн.

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

Таким чином, B_{лік.} = 2 · 2800 = 5600 грн.

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 на 1 рік складе:

$$B_{\text{рем.}} = 18,2 \cdot 2 = 36,400 \text{ тис.грн.}$$

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$$B_{\text{експ.}} = B_{\text{рем}} + B_{\text{лік.}} = (36,4 + 5,6) = 42 \text{ тис.грн.,}$$

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 4200 грн (10 %)

-економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 2940 грн.

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 6 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$$B_{\text{втрат}} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41,983 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$$B = B_{\text{експ.}} + B_{\text{втрат}} = 42 + 41,983 = 83,983 \text{ тис.грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$E_{\text{заг.}} = E_{\text{заг.}} = D + B = 368,080 + 83,983 = 452,063 \text{ тис.грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг.}} / E_{\text{заг.}} = 2348,12 / 452,063 = 5,2 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
368,080	5,600	36,400	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
2348,12	0,00	452,063	5,2

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1093.18 тис. грн (без ПДВ).

4.5. Реконструкція дволанцюгової КЛ 10кВ ПС Северная–ТП-521 у м.Херсон

КЛ 10кВ ПС Северная–ТП-521 у м.Херсон живить споживачів центральної частини міста. Загальна кількість споживачів — 1295.

КЛ 10кВ ПС Северная–ТП-521 у м.Херсон інв.№016784 прокладена кабелем типу ААБ 3х150 довжиною $L_1=0,60$ та $L_2=0,61$ км в 1986 році.

За останні 3 роки на КЛ 10кВ ПС Северная–ТП-521 було 22 технологічних порушень. КЛ налічує 21 з'єднувальну муфту, що значно перевищує гранично допустиму кількість.

Згідно дефектного акту, протоколу вимірів №0910/09 від 09.10.2020р. та протоколу вимірів №0910/10 від 09.10.2020р на КЛ чисельні пошкодження оболонки в результаті корозії. При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції. КЛ відпрацювала термін експлуатації. КЛ прокладена між будинками та тротуарами, проходить по території, впорядкованій, згідно правил благоустрою, приватними підприємцями, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. У зв'язку з тим, що частина КЛ проходить по приватній території та з метою уникнення руйнування елементів благоустрою частина траси зміниться та довжина КЛ. Захід з реконструкції направлений на

зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція дволанцюгової КЛ 10кВ ПС Северная—ТП-521 у м. Херсоні" у 2021 році на суму 5033,38 тис. грн (без ПДВ), яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. Згідно проектно-кошторисної документації передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція дволанцюгової КЛ-10 кВ від ПС-35/10 кВ “Северная” до ТП-521;
- підключення реконструйованої КЛ1-10 кВ до ком.№3 Іс.ш. ПС-35/10 кВ “Северная” та ком.№5 Іс.ш. ТП-521;
- підключення реконструйованої КЛ2-10 кВ до ком.№25 Іс.ш. ПС-35/10 кВ “Северная” та ком.№6 Іс.ш. ТП-521.

Згідно протоколу режимних вимірів від 16.12.2020 року

$I_{\max}=43.6\text{А}/1,2\text{А}$, в ремонтно-аварійному режимі I_{\max} навант.=261А, після реконструкції існуючого кабеля на кабель АПвЭгПу-10 1х240/70 $I_{\text{доп.}}=436\text{А}$, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторис на вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-6кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-6кВ, що розвантажуються/переоснащуються	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
4.5.	Реконструкція дволанцюгової КЛ 10кВ ПС Северная–ТП-521 у м.Херсон	5033,38	1986	L1=0,60 та L2=0,61	ААБ 3х150	246	261	3хАПвЭгПу-10 перерізом 1х240/70мм ² , L=1,21км

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності КЛ 10кВ ПС Северная–ТП-521 у м.Херсон дорівнює

$$D = D_{240} - D_{150}$$

$$D_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 335 \cdot 10 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 5137780 \text{ грн,}$$

$$D_{240} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 420 \cdot 10 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 6441396 \text{ грн,}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U \cdot 1,73 \cdot 0,92, \text{ де}$$

I_{\max} .- допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} \cdot 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{\text{заг}} = 6441396 - 5137780 \text{ грн} = 1303616 \text{ грн}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –630кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 630 \cdot 5 = 3150 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 грн. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$B_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 3150 = 4410 \text{ грн.}$$

$$\text{Загальна } B_{\text{лік.}} = 4410 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

Таким чином, $V_{\text{лік.}} = 2 \cdot 4410 = 8820$ грн.

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 на 1 рік складе:

$V_{\text{рем.}} = 18,2 \cdot 2 = 36,400$ тис.грн.

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$V_{\text{експ.}} = V_{\text{рем.}} + V_{\text{лік.}} = (36,4 + 8,82) = 45,22$ тис.грн.,

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 4522 грн (10 %) - економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 31,65 грн.

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 10 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$V_{\text{втрат}} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41,983$ тис.грн.

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$V = V_{\text{експ.}} + V_{\text{втрат}} = 45,22 + 41,983 = 87,203$ тис.грн.

Сукупний економічний ефект

$E_{\text{заг.}} = E_{\text{заг.}} = D + V = 1303,616 + 87,203 = 1390,819$ тис.грн.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг.}} / E_{\text{заг.}} = 5033,38 / 1390,82 = 3,6 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
1303,616	8,820	36,400	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
5033,38	0,00	1390,82	3,6

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2516.69 тис. грн (без ПДВ).

4.6. Реконструкція дволанцюгової КЛ 6кВ ПС Строительная – ТП-682 у м.Херсон

КЛ 6кВ ПС Строительная – ТП-682 у м. Херсон живить споживачів центральної частини міста. Загальна кількість споживачів — 317.

КЛ 6кВ ПС Строительная – ТП-682 у м.Херсон інв.№016691 прокладена кабелем типу ААШВ 3х120 довжиною 2х1,18 км в 1979 році. За останні 3 роки на КЛ 6кВ ПС Строительная – ТП-682 було 13 технологічних порушень.

Згідно дефектного акту та протоколу вимірів №1510/08 від 15.10.2020р. та №1510/08 від 15.10.2020р КЛ налічує 15 з'єднувальних муфт, що значно перевищує гранично допустиму кількість. КЛ відпрацювала строк експлуатації, в зв'язку з цим аварії на ній почастишали При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції. КЛ прокладений між будинками та тротуарами, проходить по території, впорядкованій, згідно правил благоустрою, приватними підприємцями, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція дволанцюгової КЛ 6кВ ПС Стоительная—ТП-682 у м. Херсон" у 2021 році на суму 9328,72 тис. грн (без ПДВ), яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. Згідно проектної кошторисної документації передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкцію існуючої дволанцюгової КЛ 6 кВ від ПС “Строительная” до ТП-682, кабелем АПвЗгПу-10 перерізом 1х240/70мм².
- підключення реконструйованої КЛ 6 кВ від:
 - ПС “Строительная” ком.3 до ТП-682 ком.1;
 - ПС “Строительная” ком.20А до ТП-682 ком.2.

Згідно протоколу режимних вимірів від 20.06.2018 року $I_{\max}=165\text{А}/45\text{А}$, в ремонтно-аварійному режимі I_{\max} навант.=253А, після реконструкції існуючого кабеля на кабель АПвЭгПу-10 1х240/70 $I_{\text{доп.}}=436\text{А}$, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторис на вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-6кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-6кВ, що розвантажується/перевантажується	Допустимий струм, Iдоп., А	Струм навантаження, Iнав., А	Обсяг проектних робіт
4.6.	Реконструкція дволанцюгової КЛ 6кВ ПС Строительная – ТП-682 у м.Херсон	9328,72	1979	2х1,18	ААШВ 3х120	243	253	АПвЭгПу-10 перерізом 1х240/70мм ² , L=2,33

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності КЛ 6кВ ПС Строительная – ТП-682 у м.Херсон дорівнює

$$D = D_{240} - 120$$

$$D_{240} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (\frac{C_{\text{вих}}}{C_{\text{вх}}}) = 420 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 3864838 \text{ грн}$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (\Delta C_{\text{вих}} - \Delta C_{\text{вх}}) = 295 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 2714588 \text{ грн},$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U \cdot 1,73 \cdot 0,92, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} \cdot 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{\text{заг}} = 3864838 - 2714588 \text{ грн} = 1150250 \text{ грн}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –400кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 400 \cdot 5 = 2000 \text{ кВт} \cdot \text{годин}.$$

При вартості 1,4 грн. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 2000 = 2800 \text{ грн.}$$

$$V_{\text{загальна}} = 2800 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

$$\text{Таким чином, } V_{\text{лік}} = 2 \cdot 2800 = 5600 \text{ грн.}$$

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 на 1 рік складе:

$$V_{\text{рем.}} = 18,2 \cdot 2 = 36,400 \text{ тис.грн.}$$

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$$V_{\text{експ.}} = V_{\text{рем.}} + V_{\text{лік.}} = (36,4 + 5,6) = 42 \text{ тис.грн.},$$

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 4200 грн (10 %)

- економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 2940 грн.

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 6 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$$V_{\text{втрат}} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41,983 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$$V = V_{\text{експ.}} + V_{\text{втрат}} = 42 + 41,983 = 83,983 \text{ тис.грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$E_{\text{заг.}} = E_{\text{заг.}} = D + V = 3864,838 + 83,983 = 3948,821 \text{ тис.грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг.}} / E_{\text{заг.}} = 9328,72 / 3948,821 = 2,4 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
3864,838	5,600	36,400	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
9328,72	0,00	3948,821	2,4

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 4664.36 тис. грн (без ПДВ).

4.7. Реконструкція КЛ 6кВ ТП-9 – ТП-77 у м.Херсон

КЛ 6кВ ТП-9 – ТП-77 у м. Херсон живить споживачів центральної частини міста. Загальна кількість споживачів — 4545 чол.

КЛ 6кВ ТП-9 – ТП-77 у м.Херсон інв.№016373 прокладена кабелем типу СБ 3х70 довжиною 0,49 км в 1953 році.

Згідно дефектного акту та протоколу вимірів №1610/09 від 16.10.2020р. за останні 3 роки на КЛ 6кВ ТП-9 – ТП-77 було 7 технологічних порушень. КЛ налічує 9 з'єднувальних муфт, що значно перевищує гранично допустиму кількість. На КЛ чисельні пошкодження оболонки в результаті корозії. При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції. КЛ відпрацювала термін експлуатації. КЛ прокладена між будинками та тротуарами, проходить по території, впорядкованій, згідно правил благоустрою, приватними підприємцями, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. У зв'язку з тим, що частина КЛ проходить по приватній території та з метою уникнення руйнування елементів благоустрою частина траси зміниться та довжина КЛ. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проєктування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проєктно-кошторисну документацію "Реконструкція КЛ 6кВ ТП-9—ТП77 у м. Херсон", на суму 2205,77 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- Кабельна лінія обрана АПВЗгаПу-10 перерізом 1х150/70 мм², будівельна довжина кабельної лінії 0,49 км.

- виконати підключення реконструйованої КЛ 6кВ від ТП-9, ком.7, Пс.ш. до ТП-77, ком.6 П с.ш.

Згідно протоколу режимних вимірів від 16.12.2020 року по ф.6кВ-Л-2122 ПС 35/6кВ Комсомольська I max=372,8А, в ремонтно-аварійному режимі на ділянці КЛ 6кВ ТП-9–ТП-77 I max навант.=249А, після реконструкції існуючого кабелю на кабель АПВЭгПу-10 1х150/70 I доп.=331А, ремонтний та ремонтно-

аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторис на вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-6кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-6кВ, що розвантажується/перевантажується	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
4.7.	Реконструкція КЛ 6кВ ТП-9 – ТП-77 у м.Херсон	2205,77	1953	0,49	СБ 3х70	236	249	АПвЭгаПу-10 перерізом 1х150/70 мм ² , L= 0,49 км

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності КЛ 6кВ ТП-9 – ТП-77 у м.Херсон дорівнює

$$D = D_{150} - 70$$

$$D_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 335 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 3082668 \text{ грн,}$$

$$D_{70} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 275 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 2530549 \text{ грн,}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U \cdot 1,73 \cdot 0,92, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

T_{\max} = 6 год. · 365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{\text{заг}} = 3082668 - 2530549 \text{ грн} = 552119 \text{ грн}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –630кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 630 \cdot 5 = 3150 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 грн. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$B_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 3150 = 4410 \text{ грн.}$$

$$\text{Загальна } B_{\text{лік}} = 4410 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

$$\text{Таким чином, } B_{\text{лік}} = 2 \cdot 4410 = 8820 \text{ грн.}$$

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 на 1 рік складе:

$$B_{\text{рем.}} = 18,2 \cdot 2 = 36,400 \text{ тис.грн.}$$

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$$B_{\text{експ.}} = B_{\text{рем.}} + B_{\text{лік.}} = (36,4 + 8,82) = 45,22 \text{ тис.грн.,}$$

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 4522 грн (10 %)

-економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 3165 грн.

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 6 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$$B_{\text{втр.}} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41,983 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$$B = B_{\text{експ.}} + B_{\text{втр.}} = 45,22 + 41,983 = 87,203 \text{ тис.грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$E_{заг.} = E_{заг.} = D + B = 552,119 + 87,203 = 639,322$ тис.грн.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{ок.} = K_{заг.} / E_{заг.} = 2205,77 / 639,32 = 3,5 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
552,119	8,820	36,400	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
2205,77	0,00	639,32	3,5

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1036.71 тис. грн (без ПДВ).

4.8. Реконструкція КЛ 6 кВ від ТП-601 до ТП-602 у м.Херсоні

КЛ 6кВ від ТП 601 до ТП 602 у м.Херсоні живить споживачів центральної частини міста, в основному приватні будинки. Загальна кількість споживачів — 986, з них побутових — 892.

КЛ 6кВ від ТП 601 до ТП 602 у м.Херсоні інв.№016683 прокладена кабелем типу ААШВ 3х120 довжиною 0,17 км в 1972 році.

Згідно дефектного акту та протоколу вимірів №2010/09 від 20.10.2020р. за останні 3 роки на КЛ 6кВ ТП 601 до ТП 602 було 8 технологічних порушень. КЛ налічує 10 з'єднувальних муфт, що значно перевищує гранично допустиму кількість. На КЛ чисельні пошкодження оболонки в результаті корозії. При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції. КЛ прокладена між будинками та тротуарами, проходить по території, впорядкованій, згідно правил благоустрою, приватними підприємцями, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. В зв'язку з тим, що частина КЛ проходить по приватній території та з метою уникнення руйнування елементів благоустрою частина траси зміниться та довжина КЛ згідно з розробленим проектним рішенням збільшиться на 0,001км. Реконструкція забезпечить можливість резервування категорійних споживачів. Захід з реконструкції направлений на

зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено

Відповідно до завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» ТОВ «Соларпроект» у 2018 році розроблено проектно-кошторисну документацію «Реконструкція КЛ 6кВ від ТП-601 до ТП-602 у м. Херсоні» на суму 796,03 тис. грн (без ПДВ), затверджено наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- прокладання КЛ 6кВ від ТП 601 до ТП 602 у м.Херсоні кабелем перерізом 150 мм² загальною довжиною 0,166 км

- встановлення 2-х кінцевих кабельних муфт типу 10 КВ ТП-9 (3/150-240)

Згідно протоколу режимних вимірів від 19.12.2018 року $I_{\max}=381A$, в ремонтно-аварійному режимі на ділянці КЛ 6кВ від ТП 601 до ТП 602 I_{\max} навант.=250А, після реконструкції існуючого кабеля на кабель АСБ2л-10 3х150 І доп.=246А, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-6кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-6кВ, що розвантажується/перевантажується	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
4.8.	Реконструкція КЛ 6 кВ від ТП-601 до ТП-602 у м.Херсоні	796,03	1972	0,17	ААШВ 3х120	243	250	АСБ2л-10 3*150, L=0,166км

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності КЛ 6кВ від ТП 601 до ТП 602 у м.Херсоні дорівнює

$$D = D_{150} - D_{120}$$

$$D_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (\Delta C_{\text{вих}} - \Delta C_{\text{вх}}) = 335 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 3082668 \text{ грн,}$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (\Delta C_{\text{вих}} - \Delta C_{\text{вх}}) = 295 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 2714588 \text{ грн,}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U \cdot 1,73 \cdot 0,92, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} \cdot 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{\text{заг}} = 3082668 - 2714588 \text{ грн} = 368080 \text{ грн}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –400кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 400 \cdot 5 = 2000 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$B_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 2000 = 2800 \text{ грн.}$$

$$\text{Загальна } B_{\text{лік}} = 2800 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

$$\text{Таким чином, } B_{\text{лік}} = 2 \cdot 2800 = 5600 \text{ грн.,}$$

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 на 1 рік складе:

$V_{\text{рем.}} = 18,2 \cdot 2 = 36,400$ грн.

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$V_{\text{експ.}} = V_{\text{рем.}} + V_{\text{лік.}} = (36,4 + 5,6) = 42$ тис. грн., або

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 4200 грн (10 %) - економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 2940 грн.

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 6 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$V_{\text{втр.}} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41,983$ грн.

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$V = V_{\text{експ.}} + V_{\text{втр.}} = 42 + 41,983 = 83,983$ грн.

Сукупний економічний ефект

$E_{\text{заг.}} = E_{\text{заг.}} = D + V = 368,080 + 83,983 = 452,063$ грн.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг.}} / E_{\text{заг.}} = 796,03 / 452,063 = 1,8$ р.

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
368,080	5,600	36,400	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
796,03	0,00	452,063	1,8

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 394.17 тис. грн (без ПДВ).

4.9. Реконструкція дволанцюгової КЛ 6 кВ від ТП-601 до ТП-603 у м.Херсоні

Дволанцюгова КЛ 6кВ від ТП-601 до ТП-603 у м.Херсоні живить споживачів житлового масиву, багатоповерхові будинки. Загальна кількість споживачів — 1226, з них побутових -1186.

КЛ 6кВ від ТП-601 до ТП-603 у м.Херсоні інв.№016682 прокладена кабелем типу ААБ 3х150 довжиною 2х0,23км в 1972 році.

Згідно дефектного акту, протоколу вимірів №2210/10 від 22.10.2020р. та №2210/09 від 22.10.2020р. за останні 3 роки на КЛ 6кВ від ТП 601 до ТП 603 було 14 технологічних порушень. КЛ знаходиться в незадовільному технічному стані, налічує 14 з'єднувальних муфт, що значно перевищує гранично допустиму кількість. На КЛ чисельні пошкодження оболонки в результаті корозії. Згідно РГАСНТИ 44.31.31 «Методические рекомендации по учету и анализу технического состояния электрических сетей напряжением 0,4 – 20 кВ и воздушных линий электропередачи 35 – 110 кВ Минэнерго УССР» пункт 2.6.3. кабельна лінія підлягає реконструкції. КЛ відпрацювала термін експлуатації. Згідно РГАСНТИ 44.31.31 пункт 2.7.3 кабельна лінія підлягає повній заміні. При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції. КЛ прокладений між будинками та тротуарами, проходить по території, впорядкованій, згідно правил благоустрою, приватними підприємцями, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» ТОВ «Соларпроект» у 2018 році розроблено проектно-кошторисну документацію «Реконструкція дволанцюгової КЛ 6кВ від ТП-601 до ТП-603 у м. Херсоні» на суму 1254,27 тис. грн (без ПДВ), та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- прокладання дволанцюгової КЛ 6кВ від ТП 601 до ТП 603 у м.Херсоні кабелем перерізом 150 мм загальною довжиною 2х0,225км
- встановлення 4-х кінцевих кабельних муфт типу 10 КВТП -9 (3/150-240)

Згідно протоколу режимних вимірів від 19.12.2018 року $I_{\max}=381\text{А}$, в ремонтно-аварійному режимі на ділянці КЛ 6кВ від ТП 601 до ТП 603 I_{\max} навант.=265А, після реконструкції існуючого кабелю на кабель АСБ2л-10 3х150 І доп.=275А, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-6кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-6кВ, що розвантажується/ переоснащується	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
4.9.	Реконструкція дволанцюгової КЛ 6 кВ від ТП-601 до ТП-603 у м.Херсоні	1254,27	1972	2х0,23	ААБ 3х150	275	265	АСБ2л-10 3*150, L=0,45км

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності дволанцюгової КЛ 6кВ від ТП 601 до ТП 603 у м.Херсоні дорівнює

$$D = D_{150} - D_{150}$$

$$D_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 335 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 3082668 \text{ грн,}$$

$$D_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (\Delta C_{\text{вих}} - \Delta C_{\text{вх}}) = 335 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 3082668 \text{ грн,}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U \cdot 1,73 \cdot 0,92, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} \cdot 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{\text{заг}} = 3082668 - 3082668 \text{ грн} = 0 \text{ грн}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –400кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 400 \cdot 5 = 2000 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 2000 = 2800 \text{ грн.}$$

$$V_{\text{загальна лік.}} = 2800 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

$$\text{Таким чином, } V_{\text{лік.}} = 2 \cdot 2800 = 5600 \text{ грн.}$$

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 на 1 рік складе:

$$V_{\text{рем.}} = 18,2 \cdot 5 = 91000 \text{ грн.}$$

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$$V_{\text{експ.}} = V_{\text{рем.}} + V_{\text{лік.}} = (91000 + 5600) = 96,600 \text{ грн.}$$

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 9660 грн (10 %) - економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 6762 грн.

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 6 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$$V_{\text{втр.}} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41983 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$$V = V_{\text{експ.}} + V_{\text{втр.}} = 96,6 + 41,983 = 138,583 \text{ грн}$$

Сукупний економічний ефект

$$E_{\text{заг.}} = E_{\text{заг.}} = D + V = 0 + 138,583 = 138,583 \text{ грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг.}} / E_{\text{заг.}} = 1254,27 / 138,583 = 9,1 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
0	5,600	91	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
1254,27	0,00	138,583	9,1

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 624.92 тис. грн (без ПДВ).

4.10. Реконструкція КЛ 6 кВ від ТП-603 до ТП-604 у м.Херсоні

КЛ 6кВ від ТП 603 до ТП 604 у м.Херсоні живить споживачів центральної частини міста, в основному приватні будинки. Загальна кількість споживачів — 1025, з них побутових — 989.

КЛ 6кВ від ТП 603 до ТП 604 у м.Херсоні інв.№16673 прокладена кабелем типу ААБ 3х120 довжиною 0,40км в 1970 році.

Згідно дефектного акту та протоколу вимірів №2610/07 від 26.10.2020р. за останні 3 роки на КЛ 6кВ від ТП 603 до ТП 604 було 10 технологічних порушень. КЛ знаходиться в незадовільному технічному стані, налічує 11 з'єднувальних муфт, що значно перевищує гранично допустиму кількість. На КЛ чисельні пошкодження оболонки в результаті корозії. При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції. Згідно РГАСНТИ 44.31.31 «Методические рекомендации по учету и анализу технического состояния электрических сетей напряжением 0,4 – 20 кВ и воздушных линий электропередачи 35 – 110 кВ Минэнерго УССР» пункт 2.6.3. кабельна лінія підлягає реконструкції. КЛ відпрацювала термін експлуатації. Згідно РГАСНТИ 44.31.31 пункт 2.7.3 кабельна лінія підлягає повній заміні. КЛ прокладений між будинками та тротуарами, проходить по території, впорядкованій, згідно правил благоустрою, приватними підприємцями, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Реконструкція забезпечить можливість резервування категорійних споживачів. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень(SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» ТОВ "Соларпроект" у 2018 році розроблено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція КЛ 6кВ від ТП-603 до ТП-604 у м. Херсоні" на суму 1267,58 тис. грн (без ПДВ), та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- прокладання КЛ 6кВ від ТП 603 до ТП 604 у м.Херсоні кабелем перерізом 120 мм загальною довжиною 0,4 км

- встановлення 2-х кінцевих кабельних муфт типу 10 КВТП -8 (3/70-120)
Згідно [протоколу режимних вимірів від 19.12.2018 року](#) $I_{\max}=381\text{А}$, в ремонтно-аварійному режимі на ділянці КЛ 6кВ від ТП 603 до ТП 604 I_{\max} навант.=235А, після реконструкції існуючого кабелю на кабель АСБ2л-10 3х120 І доп.=243А, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-6кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-6кВ, що розвантажуються/переоснащується	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
4.10.	Реконструкція КЛ 6 кВ від ТП-603 до ТП-604 у м.Херсоні	1267,58	1970	0,4	ААБ 3х120	243	235	АСБ2л-10 3*120, L=0,395км

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності КЛ 6кВ від ТП 603 до ТП 604 у м.Херсоні дорівнює

$$D = D_{120} - D_{120}$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}) = 295 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 2714588 \text{ грн,}$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}}) = 295 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 2714588 \text{ грн,}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U \cdot 1,73 \cdot 0,92, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год} \cdot 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{\text{заг}} = 2714588 - 2714588 \text{ грн} = 0 \text{ грн}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –400кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 400 \cdot 5 = 2000 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 коп. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$B_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 2000 = 2800 \text{ грн.}$$

$$\text{Загальна } B_{\text{лік}} = 2800 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

$$\text{Таким чином, } B_{\text{лік}} = 2 \cdot 2800 = 5600 \text{ грн.}$$

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 на 1 рік складе:

$$B_{\text{рем}} = 18,2 \cdot 5 = 91000 \text{ грн.}$$

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$$B_{\text{експ}} = B_{\text{рем}} + B_{\text{лік}} = (91000 + 3800) = 94800 \text{ грн.}$$

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 9480 грн (10 %), економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 13542 грн.

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 6 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$V_{\text{втрат}} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41983 \text{ грн.}$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}} = 94,800 + 41,983 = 136,783 \text{ грн.}$

Сукупний економічний ефект

$E_{\text{заг.}} = E_{\text{заг.}} = D + V = 0 + 136,783 = 136,783 \text{ грн.}$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг.}} / E_{\text{заг.}} = 1267,58 / 136,783 = 9,3 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
0	5,600	91	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
1267,58	0,00	136,783	9,3

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 665.57 тис. грн (без ПДВ).

4.11. Реконструкція КЛ 6кВ від ТП-821 до ТП -822 у м.Херсон

КЛ 6кВ від ТП 821 до ТП 822 у м.Херсон живить споживачів житлового масиву,багатоповерхові будинки. Загальна кількість споживачів — 1226, з них побутових -1186.

КЛ 6кВ від ТП 821 до ТП 822 у м.Херсон інв.№016719 прокладена кабелем типу ААБ 3х150 довжиною 0,21 км в 1969 році.

Згідно дефектного акту та протоколу вимірів №2810/08 від 28.10.2020р. за останні 3 роки на КЛ 6кВ від ТП 821 до ТП 822 було 10 технологічних порушень. КЛ знаходиться в незадовільному технічному стані, налічує 10 з'єднувальних муфт, що значно перевищує гранично допустиму кількість. На КЛ чисельні пошкодження оболонки в результаті корозії. При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції.

Згідно РГАСНТИ 44.31.31 «Методические рекомендации по учету и анализу технического состояния электрических сетей напряжением 0,4 – 20 кВ и воздушных линий электропередачи 35 – 110 кВ Минэнерго УССР» пункт 2.6.3. кабельна лінія підлягає реконструкції. КЛ відпрацювала термін експлуатації. Згідно РГАСНТИ 44.31.31 пункт 2.7.3 кабельна лінія підлягає повній заміні. КЛ

прокладений між будинками та тротуарами, проходить по території, впорядкованій, згідно правил благоустрою, приватними підприємцями, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. В зв'язку з тим, що частина КЛ проходить по приватній території та з метою уникнення руйнування елементів благоустрою частина траси зміниться та довжина КЛ згідно з розробленим проектом збільшиться на 0,004 км. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» ТОВ НПП «Запоріженергобудпроект» у 2019 році розроблено проектно-кошторисну документацію «Реконструкція КЛ-6кВ від ТП-821 до ТП-822 м.Херсон» на суму 370,52 тис. грн (без ПДВ), та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- прокладання КЛ 6кВ від ТП 821 до ТП 822 у м.Херсон кабелем перерізом 150 мм² загальною довжиною 0,214 км

- встановлення 2-х кінцевих кабельних муфт типу 10 КВТП -9 (3/150-240)

Згідно протоколу режимних вимірів від 16.12.2020 року $I_{\max} = 100\text{А}$, в ремонтно-аварійному режимі I_{\max} навант. = 255А, після реконструкції існуючого кабелю на кабель АСБ2Л-10 3х150 І доп. = 275А, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-6кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-6кВ, що розвантажується/переосячується	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
4.11	Реконструкція КЛ 6кВ від ТП-821- до ТП -822 у м.Херсон	370,52	1969	0.21	ААБ 3х150	275	255	АСБ2Л-10 3*150, L= 0,214км

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності КЛ 6кВ від ТП 821 до ТП 822 у м.Херсон дорівнює

$$D = D_{150} - D_{150}$$

$$D_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (\Delta_{\text{вх}} - \Delta_{\text{вх}}) = 335 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 3082668 \text{ грн,}$$

$$D_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (\Delta_{\text{вх}} - \Delta_{\text{вх}}) = 335 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 3082668 \text{ грн,}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U \cdot 1,73 \cdot 0,92, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} \cdot 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{\text{заг}} = 3082668 - 3082668 \text{ грн} = 0 \text{ грн}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –400кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 400 \cdot 5 = 2000 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 грн. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$В \text{ лік} = 1,4 \cdot 2\,000 = 2800 \text{ грн.}$$

Загальна В лік.=2800 грн.

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

Таким чином, В лік. = 2 · 2800 = 5600грн.

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 на 1 рік складе:

$$В \text{ рем.} = 18,2 \cdot 5 = 91\,000 \text{ грн.}$$

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$$В \text{ експ.} = В \text{ рем} + В \text{ лік.} = (91\,000 + 5\,600) = 96\,600 \text{ грн.},$$

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 9660 грн (10 %),

- економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 6762 грн.

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 6 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$$В \text{ втрат} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41\,983 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$$В = В \text{ експ} + В \text{ втрат} = 96,6 + 41,983 = 138,583 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$Е \text{ заг.} = Е \text{ заг.} = Д + В = 0 + 138,583 = 138,583 \text{ грн.},$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$Т \text{ ок.} = К \text{ заг.} / Е \text{ заг.} = 370,52 / 138,583 = 2,7 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
0	5,600	91	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
370,52	0,00	138,583	2,7

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 243.55 тис. грн (без ПДВ).

4.12. Реконструкція дволанцюгової КЛ 10кВ від ТП-683 до ТП-689 у м.Херсон

Дволанцюгова КЛ 6кВ від ТП 683 до ТП 689 у м.Херсон живить споживачів житлового масиву,багатоповерхові будинки. Загальна кількість споживачів — 1326, з них побутових — 1249.

КЛ 6кВ від ТП 683 до ТП 689 у м.Херсон інв.№016694 прокладена кабелем типу ААБ 3х150 довжиною 2х0,64 км в 1980 році.

Згідно дефектного акту, протоколів вимірів №2910/09 від 29.10.2020р. та №3010/07 від 30.10.2020р. за останні 3 роки на КЛ 6кВ від ТП 683 до ТП 689 було 15 технологічних порушень. КЛ знаходиться в незадовільному технічному стані, налічує 17 з'єднувальних муфт, що значно перевищує гранично допустиму кількість. На КЛ чисельні пошкодження оболонки в результаті корозії. При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції. Згідно РГАСНТИ 44.31.31 «Методические рекомендации по учету и анализу технического состояния электрических сетей напряжением 0,4 – 20 кВ и воздушных линий электропередачи 35 – 110 кВ Минэнерго УССР» пункт 2.6.3. кабельна лінія підлягає реконструкції. КЛ відпрацювала термін експлуатації. Згідно РГАСНТИ 44.31.31 пункт 2.7.3 кабельна лінія підлягає повній заміні. КЛ прокладений між будинками та тротуарами, проходить по території, впорядкованій,згідно правил благоустрою, приватними підприємцями, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» ТОВ НПП «Запоріженергобудпроект» у 2019 році розроблено проектно-кошторисну документацію “Реконструкція дволанцюгової КЛ 10кВ від ТП-683 до ТП-689 у м. Херсон” на суму 2429,57 тис. грн (без ПДВ), та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- прокладання дволанцюгової КЛ 6кВ від ТП 683 до ТП 689 у м.Херсон кабелем перерізом 150 мм² загальною довжиною 2х0,64 км
- встановлення 4-х кінцевих кабельних муфт типу 10 КВТП -9 (3/150-240)

Згідно протоколу режимних вимірів від 20.06.2018 року $I_{\max}=165\text{А}/45\text{А}$, в ремонтно-аварійному режимі I_{\max} навант.=269А, після реконструкції існуючого кабелю на кабель АСБ2л-10 3х150 $I_{\text{доп.}}=275\text{А}$, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторис на вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-6кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-6кВ, що розвантажується/перевантажується	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
4.12.	Реконструкція дволанцюгової КЛ 6кВ від ТП-683- до ТП-689 у м.Херсон	2429,57	1980	2х0,64	ААБ 3х150	275	269	АСБ2л-10 3*150, L=1,27км

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності КЛ 6кВ від ТП 683 до ТП 689 у м.Херсон дорівнює

$$D = D_{150} - 150$$

$$D_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (\Delta C_{\text{вих}} - \Delta C_{\text{вх}}) = 335 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 3082668 \text{ грн,}$$

$$D_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (\Delta C_{\text{вих}} - \Delta C_{\text{вх}}) = 335 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 3082668 \text{ грн,}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

T_{\max} = 6 год. · 365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{\text{заг}} = 3082668 - 3082668 \text{ грн} = 0 \text{ грн}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –630кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 630 \cdot 5 = 3150 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 грн. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 3150 = 4410 \text{ грн.}$$

$$\text{Загальна } V_{\text{лік}} = 4410 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

$$\text{Таким чином, } V_{\text{лік}} = 2 \cdot 4410 = 8820 \text{ грн.}$$

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 на 1 рік складе:

$$V_{\text{рем.}} = 18,2 \cdot 5 = 91 \text{ тис.грн.}$$

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$$V_{\text{експ.}} = V_{\text{рем.}} + V_{\text{лік.}} = (91 + 8,82) = 99,82 \text{ тис.грн.,}$$

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 9982 грн (10 %),

- економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 6987,4 грн.

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення витрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 10 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості витрат електроенергії

$$V_{\text{втр.}} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41,983 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$$V = V_{\text{експ.}} + V_{\text{втр.}} = 99,82 + 41,983 = 141,803 \text{ тис.грн.}$$

Сукупний економічний ефект
 $E_{заг.} = E_{заг.} = D + B = 0 + 141,803 = 141,803$ тис.грн.
 Термін окупності виконання цього заходу дорівнює
 $T_{ок.} = K_{заг.} / E_{заг.} = 2429,57 / 141,803 = 17,1$ р.

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
0	8,820	91	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
2429,57	0,00	141,803	17,1

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1565.63 тис. грн (без ПДВ).

4.13. Реконструкція КЛ 6 кВ від ТП-53 до ТП-484 у м.Херсоні

КЛ 6кВ від ТП 53 до ТП 484 у м.Херсоні живить споживачів центральної частини міста. Загальна кількість споживачів — 1845, з них побутових -1798.

КЛ 6кВ від ТП 53 до ТП 484 у м.Херсон інв.№017036 прокладена кабелем типу ААШВ-10 3х120 довжиною 0,25 км в 1987 році.

Згідно дефектного акту та протоколу вимірів №0211/08 від 02.11.2020р. за останні 3 роки на КЛ 6кВ ТП 53 до ТП 484 було 8 технологічних порушень. КЛ знаходиться в незадовільному технічному стані, налічує 8 з'єднувальних муфт, що значно перевищує гранично допустиму кількість. На КЛ чисельні пошкодження оболонки в результаті корозії. При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції. Згідно РГАСНТИ 44.31.31 «Методические рекомендации по учету и анализу технического состояния электрических сетей напряжением 0,4 – 20 кВ и воздушных линий электропередачи 35 – 110 кВ Минэнерго УССР» пункт 2.6.3. кабельна лінія підлягає реконструкції. КЛ відпрацювала термін експлуатації. Згідно РГАСНТИ 44.31.31 пункт 2.7.3 кабельна лінія підлягає повній заміні. КЛ прокладений між будинками та тротуарами, проходить по території, впорядкованій, згідно правил благоустрою, приватними підприємцями, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості

відключень(SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» ТОВ”Соларпроект” у 2017 році розроблено проектно-кошторисну документацію “Реконструкція КЛ 6 кВ від ТП-53 до ТП-484 у м. Херсоні” на суму 631,39 тис. грн (без ПДВ), та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- прокладання КЛ 6кВ від ТП 53 до ТП 484 у м.Херсон довжиною 0,252км перерізом 150 мм².

- встановлення 2-х кінцевих кабельних муфт типу 10 КВТП -9 (3/150-240)

Згідно протоколу режимних вимірів від 18.12.2019 року I тах=112,9А, в ремонтно-аварійному режимі I тах навант.=258А, після реконструкції існуючого кабеля на кабель АСБ2л-10 3х150 I доп.=275А, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-6кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-6кВ, що розвантажується/перевантажується	Допустимий струм, Iдоп., А	Струм навантаження, Iнав., А	Обсяг проектних робіт
4.13.	Реконструкція КЛ 6 кВ від ТП-53 до ТП-484 у м.Херсоні	631,39	1987	0,25	ААШВ-10 3х120	243	258	АСБ2л перерізом 3*150мм L=0,255км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускну здатності КЛ 6кВ від ТП 53 до ТП 484 в м.Херсоні дорівнює

$D = D_{150} - D_{120}$

$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 295 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 2714588 \text{ грн,}$

$D_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 335 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 3082668 \text{ грн,}$

де

$P_{\max} = I_{\max} \cdot U \cdot 1,73 \cdot 0,92, \text{ де}$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} \cdot 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$D_{\text{заг}} = 3082668 - 2714588 \text{ грн} = 368080 \text{ (з ПДВ);}$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –400кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$W = 400 \cdot 5 = 2000 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$

При вартості 1,4 грн. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$B_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 2000 = 2800 \text{ грн.}$

Загальна $B_{\text{лік.}} = 2800 \text{ грн.}$

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

Таким чином, $B_{\text{лік.}} = 2 \cdot 2800 = 5600 \text{ грн.}$

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 на 1 рік складе:

$$В \text{ рем.} = 18,2 \cdot 2 = 36,400 \text{ тис.грн.}$$

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$$В \text{ експ.} = В \text{ рем.} + В \text{ лік.} = (36,4 + 5,6) = 42 \text{ тис.грн.},$$

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 4200 грн (10 %),

- економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 2940 грн.

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 10 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$$В \text{ втрат} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41,983 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$$В = В \text{ експ.} + В \text{ втрат} = 42 + 41,983 = 83,983 \text{ тис.грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$Е \text{ заг.} = Е \text{ заг.} = Д + В = 368,080 + 83,983 = 452,063 \text{ тис.грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$Т \text{ ок.} = К \text{ заг.} / Е \text{ заг.} = 631,39 / 452,063 = 1,4 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
368,080	5,600	36,400	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
631,39	0,00	452,063	1,4

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 332.13 тис. грн (без ПДВ).

4.14. Реконструкція КЛ 6кВ від ТП-159 до ТП-451 м.Херсон

КЛ 6кВ від ТП 159 до ТП 451 у м.Херсоні живить споживачів центральної частини міста, в основному приватні будинки. Загальна кількість споживачів — 1025, з них побутових -989.

КЛ 6кВ від ТП 159 до ТП 451 у м.Херсоні інв.№016433 прокладена кабелем типу СБ 3х50 довжиною 0,33 км в 1959 році.

Згідно дефектного акту та протоколу вимірів №0511/07 від 05.11.2020р. за останні 3 роки на КЛ 6кВ ТП 159 до ТП 451 було 12 технологічних порушень. КЛ налічує 12 з'єднувальних муфт, що значно перевищує гранично допустиму кількість. На КЛ чисельні пошкодження оболонки в результаті корозії. При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції. КЛ прокладена між будинками та тротуарами, проходить по території, впорядкованій, згідно правил благоустрою, приватними підприємцями, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Реконструкція забезпечить можливість резервування категорійних споживачів. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» ТОВ НПП «Запоріженергобудпроект» у 2019 році за рахунок коштів ІІ розроблено проектно-кошторисну документацію «Реконструкція КЛ 6кВ від ТП-159 до ТП-451 м. Херсон» на суму 791,84 тис. грн (без ПДВ), та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- прокладання КЛ 6кВ від ТП 159 до ТП 451 у м.Херсоні кабелем перерізом 120 мм² загальною довжиною 0,33 км
- встановлення 2-х кінцевих кабельних муфт типу 10 КВТП -8 (3/70-120)

Згідно протоколу режимних вимірів від 19.12.2018 року $I_{\max}=126,6\text{А}$, в ремонтно-аварійному режимі I_{\max} навант.=211А, після реконструкції існуючого кабелю на кабель АСБ2л-10 3х120 І доп.=243А, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-6кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-6кВ, що розвантажується/перезнащується	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
4.14.	Реконструкція КЛ 6кВ від ТП-159 до ТП-451, м.Херсон	791,84	1959	0,33	СБ 3х50	197	211	АСБ2л-10 3*120, L=0,333км

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності КЛ 6кВ від ТП 159 до ТП 451 у м.Херсоні дорівнює

$$D = D_{120} - D_{50}$$

$$D_{50} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 225 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 2070449 \text{ грн}$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 295 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 2714588 \text{ грн}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U \cdot 1,73 \cdot 0,92, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\text{мах.}} = 6 \text{ год.} \cdot 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{\text{заг}} = 2714588 - 2070449 = 634139$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –400кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 400 \cdot 5 = 2000 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 грн. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$B_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 2000 = 2800 \text{ грн.}$$

Загальна $B_{\text{лік.}} = 2800 \text{ грн.}$

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

Таким чином, $B_{\text{лік.}} = 2 \cdot 2800 = 5600 \text{ грн.}$

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 на 1 рік складе:

$$B_{\text{рем.}} = 18,2 \cdot 2 = 36,400 \text{ тис.грн.}$$

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$$B_{\text{експ.}} = B_{\text{рем.}} + B_{\text{лік.}} = (36,4 + 5,6) = 42 \text{ тис.грн.},$$

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 4200 грн (10 %),

- економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 2940 грн.

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 6 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$$B_{\text{втрат}} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41,983 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$$B = B_{\text{експ.}} + B_{\text{втрат}} = 42 + 41,983 = 83,983 \text{ тис.грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$E_{\text{заг.}} = E_{\text{заг.}} = D + B = 634,139 + 83,983 = 718,122 \text{ тис.грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг.}} / E_{\text{заг.}} = 791,84 / 718,122 = 1,1 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
634,139	5,600	36,400	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього,	Оприбуткування зворотних	Сукупний економічний ефект від впровадження	Окупність, роки
-------------------------	--------------------------	---	-----------------

тис. грн (без	матеріалів, тис.	заходу за 2022 рік, тис.	
791,84	грн (без ПДВ)	грн (без ПДВ)	1,1

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 509.09 тис. грн (без ПДВ).

4.15. Реконструкція КЛ 6кВ від ТП-36 до ТП-400 м.Херсон

КЛ 6кВ від ТП 36 до ТП 400 у м.Херсон живить споживачів центральної частини міста. Загальна кількість споживачів — 1825, з них побутових -1424.

КЛ 6кВ від ТП 36 до ТП 400 у м.Херсон інв.№016333 прокладена кабелем типу СБ-6 3х70 довжиною 0,22 км в 1952 році.

Згідно дефектного акту та протоколу вимірів №1111/04 від 11.11.2020р. за останні 10 років на КЛ 6кВ ТП 36 до ТП 400 було 6 технологічних порушень. КЛ налічує 6 з'єднувальних муфт, що значно перевищує гранично допустиму кількість. Згідно РГАСНТИ 44.31.31 «Методические рекомендации по учету и анализу технического состояния электрических сетей напряжением 0,4 – 20 кВ и воздушных линий электропередачи 35 – 110 кВ Минэнерго УССР» пункт 2.6.3. кабельна лінія підлягає реконструкції. На КЛ чисельні пошкодження оболонки в результаті корозії. При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції. КЛ відпрацювала термін експлуатації. Згідно РГАСНТИ 44.31.31 «Методические рекомендации по учету и анализу технического состояния электрических сетей напряжением 0,4–20 кВ и воздушных линий электропередачи 35 – 110 кВ Минэнерго УССР» пункт 2.7.3. кабельна лінія підлягає повній заміні. КЛ прокладена між будинками та тротуарами, проходить по території, впорядкованій, згідно правил благоустрою, приватними підприємцями, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» ТОВ НПП «Запоріженергобудпроект» у 2019 році розроблено проектно-кошторисну документацію «Реконструкція КЛ 6кВ від ТП-36 до ТП-400 м. Херсон» на суму 465,63 тис. грн (без ПДВ), та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- прокладання КЛ 6кВ від ТП 36 до ТП 400 у м.Херсон кабелем марки АСБ2л довжиною 0,22 км перерізом 120мм².

- встановлення 2-х кінцевих кабельних муфт типу 10 КВТП -8 (3/70-120)

Згідно протоколу режимних вимірів від 18.12.2019 року I max=156,6А, в ремонтно-аварійному режимі I max навант.=230А, після реконструкції існуючого кабелю на кабель АСБ2л-10х120 I доп.=243А, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-6кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-6кВ, що розвантажується/перевантажується	Допустимий струм, Iдоп., А	Струм навантаження, Iнав., А	Обсяг проектних робіт
4.15.	Реконструкція КЛ 6кВ від ТП-36- до ТП-400, м.Херсон	465,63	1952	0,22	СБ-6 3х70	236	230	АСБ2л перерізом 120мм L=0,22км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності КЛ 6кВ від ТП 36 до ТП 400 у м.Херсон дорівнює

$$D = D_{120} - D_{70}$$

$$D_{70} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 275 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 2530549 \text{ грн}$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 295 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 2714588 \text{ грн,}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} \cdot 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{\text{заг}} = 2714588 - 2530549 \text{ грн} = 184039;$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –400кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 400 \cdot 5 = 2000 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 грн. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$B_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 2000 = 2800 \text{ грн.}$$

Загальна $B_{\text{лік}} = 2800 \text{ грн.}$

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

Таким чином, $B_{\text{лік}} = 2 \cdot 2800 = 5600 \text{ грн.}$

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 на 1 рік складе:

$$B_{\text{рем}} = 18,2 \cdot 2 = 36,400 \text{ тис.грн.}$$

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$$B_{\text{експ}} = B_{\text{рем}} + B_{\text{лік}} = (36,4 + 5,6) = 42 \text{ тис.грн.,}$$

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 4200 грн (10 %),

- економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 2940 грн.

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 6 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$$B_{\text{втр}} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41,983 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$$B = B_{\text{експ}} + B_{\text{втр}} = 42 + 41,983 = 83,983 \text{ тис.грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$E_{\text{заг.}} = E_{\text{заг.}} = D + B = 184,039 + 83,983 = 268,022 \text{ тис.грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг.}} / E_{\text{заг.}} = 465,63 / 268,022 = 1,7 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
184,039	5,600	36,400	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
465,63	0,00	268,022	1,7

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 322.61 тис. грн (без ПДВ).

4.16. Реконструкція КЛ 6кВ від ТП-36 до ТП-238 м.Херсон

КЛ 6кВ від ТП 36 до ТП 238 у м.Херсон живить споживачів центральної частини міста. Загальна кількість споживачів — 1825, з них побутових -1424.

КЛ 6кВ від ТП 36 до ТП 238 у м.Херсон інв.№016332 прокладена кабелем типу СБ 3х70 довжиною 0,36км в 1962 році.

Згідно дефектного акту та протоколу вимірів №1311/06 від 13.11.2020р. за останні 10 років на КЛ 6кВ ТП 36 до ТП 238 було 6 технологічних порушень. КЛ налічує 6 з'єднувальних муфт, що значно перевищує гранично допустиму кількість. На КЛ чисельні пошкодження оболонки в результаті корозії. При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції. КЛ прокладена між будинками та тротуарами, проходить по території, впорядкованій, згідно правил благоустрою, приватними підприємцями, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень(SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» ТОВ НПП «Запоріженергобудпроект» у 2019 році розроблено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція КЛ 6кВ від ТП-36 до ТП-238 м.Херсон" на суму 714,13 тис. грн (без ПДВ), та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- прокладання КЛ 6кВ від ТП 36 до ТП 238 у м.Херсон довжиною 0,36 км перерізом 120мм².

- встановлення 2-х кінцевих кабельних муфт типу 10 КВТП -8 (3/70-120)

Згідно [протоколу режимних вимірів від 18.12.2019](#) року $I_{\max}=156,6\text{А}$, в ремонтно-аварійному режимі I_{\max} навант.=225А, після реконструкції існуючого кабеля на кабель АСБ2л-10х120 I доп.=243А, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-6кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-6кВ, що розвантажується/перевантажується	Допустимий струм, I доп., А	Струм навантаження, I нав., А	Обсяг проектних робіт
4.16.	Реконструкція КЛ 6кВ від ТП-36 до ТП-238, м.Херсон	714,13	1962	0,36	СБ 3х70	236	225	АСБ2л перерізом 120мм L=0,357км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускну здатності КЛ 6кВ від ТП 36 до ТП 238 у м.Херсон дорівнює

$$D = D_{120} - D_{70}$$

$$D_{70} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 275 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 2530549 \text{ грн}$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 295 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 2714588 \text{ грн,}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

T_{\max} = 6 год. · 365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{\text{заг}} = 2714588 - 2530549 \text{ грн} = 184039 \text{ грн}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –630кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин невідпуск електроенергії складе:

$$W = 630 \cdot 5 = 3150 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 грн. за 1кВт · годину можливі збитки по КЛ складуть:

$$B_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 3150 = 4410 \text{ грн.}$$

Загальна $B_{\text{лік}}$ = 4410 грн.

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

$$\text{Таким чином, } B_{\text{лік}} = 2 \cdot 4410 = 8820 \text{ грн.}$$

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 на 1 рік складе:

$$B_{\text{рем}} = 18,2 \cdot 2 = 36,400 \text{ тис.грн.}$$

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$$B_{\text{експ.}} = B_{\text{рем}} + B_{\text{лік}} = (36,4 + 8,82) = 45,22 \text{ тис.грн.,}$$

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 4522 грн (10 %),

- економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 3165 грн.

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 6 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$$В \text{ втрат} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41,983 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$$В = В_{\text{експ}} + В \text{ втрат} = 45,22 + 41,983 = 87,203 \text{ тис.грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$Е_{\text{заг.}} = Е \text{ заг.} = Д + В = 184,039 + 87,203 = 271,242 \text{ тис.грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг.}} / E_{\text{заг.}} = 714,13 / 271,24 = 2,6 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
184,039	8,820	36,400	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
714,13	0,00	271,24	2,6

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 506.54 тис. грн (без ПДВ).

4.17. Реконструкція КЛ-10кВ від ТП-692 до ТП-663 м.Херсон

КЛ 10кВ від ТП 692 до ТП 663 у м.Херсон живить споживачів спального району міста. Загальна кількість споживачів — 1278, з них побутових -1225.

КЛ 10кВ від ТП 692 до ТП 663 у м.Херсон інв.№016689 прокладена кабелем типу ААШВ 3х150 довжиною 0,69 км в 1980 році.

Згідно [дефектного акту](#) та [протоколу вимірів №2311/07 від 23.11.2020р.](#) за останні 10 років на КЛ 10кВ від ТП 692 до ТП 663 було 8 технологічних порушень. КЛ налічує 19 з'єднувальних муфт, що значно перевищує гранично допустиму кількість. Згідно РГАСНТИ 44.31.31 «Методические рекомендации по учету и анализу технического состояния электрических сетей напряжением 0,4 – 20 кВ и

воздушных линий электропередачи 35 – 110 кВ Минэнерго УССР» пункт 2.6.3. кабельна лінія підлягає реконструкції На КЛ чисельні пошкодження оболонки в результаті корозії. При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції. КЛ відпрацювала термін експлуатації. Згідно РГАСНТИ 44.31.31 «Методические рекомендации по учету и анализу технического состояния электрических сетей напряжением 0,4 – 20 кВ и воздушных линий электропередачи 35 – 110 кВ Минэнерго УССР» пункт 2.7.3. кабельна лінія підлягає повній заміні. КЛ прокладена між будинками та тротуарами, проходить по території, впорядкованій, згідно правил благоустрою, приватними підприємцями, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» ТОВ НПП «Запоріженергобудпроект» у 2019 році розроблено проектно-кошторисну документацію «Реконструкція КЛ-10кВ від ТП-692 до ТП-663 м.Херсон» на суму 1289,49 тис. грн (без ПДВ), та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- прокладання КЛ 6кВ від ТП 692 до ТП 663 у м.Херсон марки АСБ2л довжиною 0,69 км перерізом 3х150мм.

- встановлення 2-х кінцевих кабельних муфт типу 10 КВТП -9 (3/150-240)

Згідно протоколу режимних вимірів від 17.06.2020 року $I_{max}=63,76A$, в ремонтно-аварійному режимі I_{max} навант.=245А, після реконструкції існуючого кабелю на кабель АСБ2л-10 3х150 І доп.=246А, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-10кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-10кВ, що розвантажується/перевантажується	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
4.17.	Реконструкція КЛ 10кВ від ТП-692 до ТП-663 у м.Херсон	1289,49	1980	0,69	ААШВ 3х150	246	245	АСБ2л перерізом 3х150мм, L=0,69 км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності КЛ-10 кВ від ТП-692 до ТП-663 в м.Херсоні дорівнює

$$D = D_{150} - D_{150}$$

$$D_{150} = P_{max} \cdot T_{max} \cdot (C_{вих} - C_{вх}) = 335 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 3082668 \text{ грн,}$$

$$D_{150} = P_{max} \cdot T_{max} \cdot (C_{вих} - C_{вх}) = 335 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 3082668 \text{ грн,}$$

де

$$P_{max} = I_{max} \cdot U, \text{ де}$$

I_{max} .- допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{max} = 6 \text{ год.} \cdot 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$Дзаг = 3082668 - 3082668 \text{ грн} = 0 \text{ грн}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –400кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 400 \cdot 5 = 2\,000 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 грн. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$В \text{ лік} = 1,4 \cdot 2000 = 2800 \text{ грн.}$$

Загальна В лік.= 2800 грн.

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

Таким чином, В лік. = 2 · 2800 = 5600 грн.

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 на 1 рік складе:

$$В \text{ рем.} = 18,2 \cdot 2 = 36,400 \text{ тис.грн.}$$

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$$\underline{В \text{ експ.}} = В \text{ рем} + В \text{ лік.} = (36,4 + 5,6) = 42 \text{ тис.грн.},$$

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 4200 грн (10 %),

- економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 2940 грн.

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 6 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$$В \text{ втрат} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41,983 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$$В = В \text{ експ} + В \text{ втрат} = 42 + 41,983 = 83,983 \text{ тис.грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$Езаг.= Е \text{ заг.} = Д + В = 0 + 83,983 = 83,983 \text{ тис.грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$\underline{Т \text{ ок.}} = Кзаг / Е \text{ заг} = 1289,49 / 83,98 = 15,4 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
0	5,600	36,400	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
1289,49	0,00	83,98	15,4

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 841.51 тис. грн (без ПДВ).

4.18. Реконструкція ПЛ 10 кВ Ф-820 в частині заміни КЛ 10 кВ від ПС 150/35/10 Посад-Покровська Ф-820 до оп. 1 ПЛ 10 кВ Ф-820 у с. П.Покровське

ПЛ 10 кВ Ф-820 від ПС 150/35/10 Посад-Покровська у с. Посад-Покровське Херсонської обл. живить споживачів приватного сектору у с. Посад-Покровське Херсонської обл.. Загальна кількість споживачів — 824.

ПЛ 10 кВ Ф-820 в частині заміни КЛ 10 кВ від ПС 150/35/10 Посад-Покровська Ф-820 до оп. 1 ПЛ 10 кВ Ф-820 у с. Посад-Покровське Херсонської обл. інв.№001397 прокладена кабелем типу АСБ-6 3х70 довжиною 0,11 км в 1964 році.

Згідно дефектного акту та протоколу вимірів №2010/3 від 01.10.2020р. за останні 10 років на КЛ 10 кВ від ПС 150/35/10 Посад-Покровська Ф-820 до оп. 1 ПЛ 10 кВ Ф-820 було 5 технологічних порушень. КЛ налічує 5 з'єднувальних муфт що значно перевищує гранично допустиму кількість. Згідно РГАСНТИ 44.31.31 «Методические рекомендации по учету и анализу технического состояния электрических сетей напряжением 0,4 – 20 кВ и воздушных линий электропередачи 35 – 110 кВ Минэнерго УССР» пункт 2.6.3. кабельна лінія підлягає реконструкції. На КЛ чисельні пошкодження оболонки в результаті корозії. При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції. КЛ відпрацювала термін експлуатації. Згідно РГАСНТИ 44.31.31 «Методические рекомендации по учету и анализу технического состояния электрических сетей напряжением 0,4–20 кВ и воздушных линий электропередачи 35 – 110 кВ Минэнерго УССР» пункт 2.7.3. кабельна лінія підлягає повній заміні. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень(SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до завдання на проєктування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проєктно-кошторисну документацію. «Реконструкція ПЛ 10кВ Ф-820 в частині заміни КЛ 10 кВ від ПС 150/35/10 Посад-Покровская Ф-820 до оп.1 ПЛ 10кВ Ф-820 у с. П.Покровське» на суму 423,52 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- прокладання ПЛ 10 кВ Ф-820 в частині заміни КЛ 10 кВ від ПС 150/35/10 Посад-Покровська Ф-820 до оп. 1 ПЛ 10 кВ Ф-820 у м. Херсоні кабелем марки АПвЄгПУ довжиною 0,11км перерізом 120мм.

- встановлення 2-х кінцевих кабельних муфт типу ЕЗУЕТН12 70-150мм²

Згідно протоколу режимних вимірів від 16.12.2020 року I max=33А, в ремонтно-аварійному режимі I max навант.=60А, після реконструкції існуючого

кабеля на кабель АПвЭгПу х 120 І доп.=296А, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-10кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-10кВ, що розвантажується/перевантажується	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
4.18.	Реконструкція ПЛ 10 кВ Ф-820 в частині заміни КЛ 10 кВ від ПС 150/35/10 Посад-Покровська Ф-820 до оп. 1 ПЛ 10 кВ Ф-820 у с. П.Покрівці	423,52	1964	0.11	АСБ-6 3х70	162	60	АПвЭгПУ перерізом 120мм, L=0,11км

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності ПЛ 10 кВ Ф-820 в частині заміни КЛ 10 кВ від ПС 150/35/10 Посад-Покровська Ф-820 до оп. 1 ПЛ 10 кВ Ф-820 у с. Посад-Покровське Херсонської обл. дорівнює:

$$D = D_{120} - D_{70}$$

$$D_{70} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (\Delta_{\text{вих}} - \Delta_{\text{вх}}) = 275 \cdot 10 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 4217581 \text{ грн}$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (\Delta_{\text{вих}} - \Delta_{\text{вх}}) = 295 \cdot 10 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 4524314 \text{ грн,}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

T_{\max} = 6 год. · 365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{\text{заг}} = 4524314 - 4217581 \text{ грн} = 306733 \text{ грн}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –400кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин невідпуск електроенергії складе:

$$W = 400 \cdot 5 = 2000 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 грн. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$B_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 2000 = 2800 \text{ грн.}$$

Загальна $B_{\text{лік}}$ = 2800 грн.

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

Таким чином, $B_{\text{лік}} = 2 \cdot 2800 = 5600 \text{ грн.}$

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 на 1 рік складе:

$$B_{\text{рем.}} = 18,2 \cdot 5 = 91000 \text{ грн.}$$

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$$B_{\text{експ.}} = B_{\text{рем.}} + B_{\text{лік.}} = (91000 + 5600) = 96600 \text{ грн.}$$

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 9660 грн (10 %), або 8050 грн (без ПДВ), економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 6636 грн, або 5530 грн (без ПДВ).

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 6 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$$B \text{ втрат} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41983,2 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$$B = B_{\text{експ}} + B \text{ втрат} = 96600 \text{ грн} + 41983,2 = 138583,2 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$E_{\text{заг.}} = E \text{ заг.} = D + B = 306733 + 138583,2 = 445316,2 \text{ грн.,}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг.}} / E \text{ заг.} = 423520 / 445316,2 = 0,95 \text{ роки.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
306,733	5,600	91	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
423.52	0,00	445,316	0,95

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 203.68 тис. грн (без ПДВ).

4.19. Реконструкція ПЛ 10 кВ Ф-814 в частині заміни КЛ 10 кВ від ПС 150/35/10 Посад-Покровська Ф-814 до оп. 1 ПЛ 10 кВ Ф-814 у с. П.Покровське

ПЛ 10 кВ Ф-814 в частині заміни КЛ 10 кВ від ПС 150/35/10 Посад-Покровська Ф-814 до оп. 1 ПЛ 10 кВ Ф-814 у с. Посад-Покровське Херсонської обл. живить споживачів приватного сектору. Загальна кількість споживачів — 561.

ПЛ 10 кВ Ф-814 в частині заміни КЛ 10 кВ від ПС 150/35/10 Посад-Покровська Ф-814 до оп. 1 ПЛ 10 кВ Ф-814 у с. Посад-Покровське Херсонської обл. інв.№001396 прокладена кабелем типу АСБ-6 3х70 довжиною 0,10 км в 1964 році.

Згідно дефектного акту та протоколу вимірів №2411/1 від 24.11.2020р. за останні 10 років на КЛ 10 кВ від ПС 150/35/10 Посад-Покровська Ф-814 до оп. 1 ПЛ 10 кВ Ф-814 було 6 технологічних порушень. КЛ налічує 6 з'єднувальних муфт що значно перевищує гранично допустиму кількість. Згідно РГАСНТИ 44.31.31 «Методические рекомендации по учету и анализу технического

состояния электрических сетей напряжением 0,4 – 20 кВ и воздушных линий электропередачи 35 – 110 кВ Минэнерго УССР» пункт 2.6.3. кабельна лінія підлягає реконструкції. На КЛ чисельні пошкодження оболонки в результаті корозії. При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції. КЛ відпрацювала термін експлуатації. Згідно РГАСНТИ 44.31.31 «Методические рекомендации по учету и анализу технического состояния электрических сетей напряжением 0,4–20 кВ и воздушных линий электропередачи 35 – 110 кВ Минэнерго УССР» пункт 2.7.3. кабельна лінія підлягає повній заміні. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до завдання на проектування у 2020 році власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проєктно-кошторисну документацію "Реконструкція ПЛ 10кВ Ф-814 в частині заміни КЛ 10 кВ від ПС 150/35/10 Посад-Покровська Ф-814 до оп.1 ПЛ-10 кВ Ф-814 у с. П. Покровська" у с. П.Покровське на суму 389,18 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- прокладання ПЛ 10 кВ Ф-814 в частині заміни КЛ 10 кВ від ПС 150/35/10 Посад-Покровська Ф-814 до оп. 1 ПЛ 10 кВ Ф-814 у с. Посад-Покровське Херсонської обл. кабелем марки АПвЄгПУ довжиною 0,1 км перерізом 120мм.

- встановлення 2-х кінцевих кабельних муфт типу ЕЗУЕТН12 70-150мм².

Згідно протоколу режимних вимірів від 16.12.2020 року $I_{\max}=21A$, в ремонтно-аварійному режимі I_{\max} навант.=60А, після реконструкції існуючого кабелю на кабель АПвЭгПу х 120 І доп.=296А, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-10кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-10кВ, що розвантажуються/перевантажуються	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
4.19.	Реконструкція ПЛ 10 кВ Ф-814 в частині заміни КЛ 10 кВ від ПС 150/35/10 Посад-Покровська Ф-814 до оп. 1 ПЛ 10 кВ Ф-814 у с. П.Покрівці	389,18	1964	0,1	АСБ-6 3х70	162	60	АПвЭгПу перерізом 120мм, L=0,1км

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності ПЛ 10 кВ Ф-814 в частині заміни КЛ 10 кВ від ПС 150/35/10 Посад-Покровська Ф-814 до оп. 1 ПЛ 10 кВ Ф-814 у с. Посад-Покровське Херсонської обл. дорівнює:

$$D = D_{120} - D_{70}$$

$$D_{70} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 275 \cdot 10 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 4217581 \text{ грн}$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 295 \cdot 10 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 4524314 \text{ грн,}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U, \text{ де}$$

I мах.- допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

T мах. = 6 год. · 365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$Дзаг = 4524314 - 4217581 \text{ грн} = 306733 \text{ грн}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП – 400 кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 400 \cdot 5 = 2\,000 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 грн.. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$В лік = 1,4 \cdot 2\,000 = 2800 \text{ грн.}$$

Загальна В лік.=2800 грн.

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

Таким чином, В лік. = 2 · 280 = 5600.

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 на 1 рік складе:

$$В рем. = 18,2 \cdot 5 = 91\,000 \text{ грн.}$$

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$$В експ.= В рем +Влік. = (91\,000+ 5600) = 96600\text{грн.},$$

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 9660 грн (10 %), або 8050 грн (без ПДВ), економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 6636 грн, або 5530 грн (без ПДВ).

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 6 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$$В втрат = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41983,2 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$$В = Вексп + В втрат = 96600\text{грн} + 41983,2 = 138583,2 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$Езаг.= Е заг. = Д+В =306733+ 138583,2 = 445316,2 \text{ грн.},$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$Т ок.=Кзаг/Е заг= 389180 / 445316,2 = 0,87 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
306,733	5,600	91	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
389,18	0,00	445,316	0,87

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 189.29 тис. грн (без ПДВ).

4.20. Реконструкція дволанцюгової КЛ 6кВ ТП-760 – ТП-910 у м.Херсон

КЛ 6кВ ТП-760 – ТП-910 у м.Херсон живить споживачів центральної частини міста. Загальна кількість споживачів — 2472.

КЛ 6кВ ТП-760 – ТП-910 у м.Херсон інв.№015903 прокладена кабелем типу АСБ 3х120 довжиною 2х0,16 км в 1977 році.

Згідно дефектного акту, протоколу вимірів №3011/5 від 30.11.2020р. та №0112/6 від 01.12.2020р. за останні 10 років на КЛ 6кВ ТП-760 – ТП-910 було 5 технологічних порушень. КЛ знаходиться в незадовільному технічному стані, налічує 7 з'єднувальних муфти, що значно перевищує гранично допустиму кількість КЛ відпрацювала строк експлуатації, в зв'язку з цим аварії на ній почастишали При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції. КЛ прокладений між будинками та тротуарами, проходить по території, впорядкованій, згідно правил благоустрою, приватними підприємцями, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція дволанцюгової КЛ 6 кВ ТП-760—ТП-910 у м.Херсоні" у 2021 році на суму 1221,26 тис. грн (без ПДВ), яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. Згідно проектно-кошторисної документації передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкцію дволанцюгової КЛ 6 кВ від ТП-760 до ТП-910.
- підключення реконструйованої КЛ1-6 кВ до ком.№7 Іс.ш. ТП-760 та ком.№5 Іс.ш. ТП-910;
- підключення реконструйованої КЛ2-6 кВ до ком.№6 Іс.ш. ТП-760 та ком.№6 Іс.ш. ТП-910.

Згідно протоколу режимних вимірів від 19.06.2019 року $I_{\max}=170\text{А}$, в ремонтно-аварійному режимі I_{\max} навант.=240А, після реконструкції існуючого кабеля на кабель АПвЭгПу-10 1х150 I доп.=331А, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторис на вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-6кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-6кВ, що розвантажується/перевантажується	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
4.20.	Реконструкція дволанцюгової КЛ 6кВ ТП-760 – ТП-910 у м.Херсон	1221,26	1977	2x0,16	АСБ 3x120	243	240	АПвЭгПу-10 перерізом 1x150/70мм ² , L=0,32 км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності КЛ 6 кВ від ТП-760 до ТП-910 у м.Херсон дорівнює

$$D = D_{150} - D_{120}$$

$$D_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 335 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 3082668 \text{ грн,}$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 295 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 2714588 \text{ грн,}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U \cdot 1,73 \cdot 0,92, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

T_{\max} = 6 год. · 365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{\text{заг}} = 3082668 - 2714588 \text{ грн} = 368080 \text{ грн}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –400кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 400 \cdot 5 = 2000 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 грн. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$B_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 2000 = 2800 \text{ грн.}$$

$$\text{Загальна } B_{\text{лік}} = 2800 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

$$\text{Таким чином, } B_{\text{лік}} = 2 \cdot 2800 = 5600 \text{ грн.}$$

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 на 1 рік складе:

$$B_{\text{рем.}} = 18,2 \cdot 2 = 36,400 \text{ тис.грн.}$$

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$$B_{\text{експ.}} = B_{\text{рем.}} + B_{\text{лік.}} = (36,4 + 5,6) = 42 \text{ тис.грн.,}$$

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 4200 грн (10 %), або 3500 грн (без ПДВ)

-економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 2940.

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 6 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$$B_{\text{втрат}} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41,983 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$$B = B_{\text{вексп}} + B_{\text{втрат}} = 42 + 41,983 = 83,983 \text{ тис.грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$E_{\text{заг.}} = E_{\text{заг.}} = D + B = 368,080 + 83,983 = 452,063 \text{ тис.грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг.}} / E_{\text{заг.}} = 1221,26 / 452,06 = 2,7 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
368,080	5,600	36,400	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
1221,26	0,00	452,06	2,7

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 573.99 тис. грн (без ПДВ).

4.21. Реконструкція КЛ 10кВ ТП-431 – ПЛ-10кВ ф-р ВНС 4-6 оп.№68

ТП-431 у м.Херсон живляться від Ф-1026 ПС-150/10кВ “Коммунальная” та живить споживачів центральної частини міста. Загальна кількість споживачів — 739.

КЛ 10кВ ТП-431 – ПЛ-10кВ ф-р ВНС 4-6 оп.№68 у м.Херсон інв. №015757 прокладена кабелем типу АСБ-10 3х95 довжиною 0,63 км в 1986 році.

Згідно дефектного акту та протоколу вимірів №0812/5 від 08.12.2020р. за останні 10 років на КЛ 10кВ ТП-431 – ПЛ-10кВ ф-р ВНС 4-6 оп.№68 було 4 технологічних порушень. КЛ знаходиться в незадовільному технічному стані, налічує 8 з'єднувальних муфт, що значно перевищує гранично допустиму кількість. КЛ відпрацювала строк експлуатації, в зв'язку з цим аварії на ній почастишали. При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції. КЛ проходить під проїзними частинами, по трасі, насиченій інженерними комунікаціями та по території, впорядкованій, згідно правил благоустрою, приватними підприємцями, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабеля є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним.

Дана КЛ прокладена кабелем довжиною 0,63 км в 1986 році. КЛ є дефектною та застарілою, знаходиться в незадовільному технічному стані.

Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція КЛ 10кВ ТП-431—ПЛ10кВ ф-р ВНС 4-6 оп.№68" у 2021 році на суму 2408,74 тис. грн (без ПДВ), яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. Згідно проектно-кошторисної документації передбачено наступний обсяг робіт:

-реконструкцію КЛ 10 кВ від ТП-431 до ПЛ 10 кВ оп.№68 ф-р ВНС-4, кабельна лінія обрано АПвЗгПу-10 перерізом 1x120/50мм² загальна довжина кабельної лінії 0,63 км.

-Виконати підключення реконструйованої КЛ-10 кВ від ТП-431 існ.комірка б/н до оп.№68 ПЛ 10 кВ ф-р ВНС-4.

- встановлення на оп.№68 роз'єднувача високовольтного типу РЛНДЗ.

- встановлення на оп.№68 захисту від перенапруги.

Згідно протоколу режимних вимірів від 19.06.2019 року $I_{\max}=55A$, в ремонтно-аварійному режимі I_{\max} навант.=213А, після реконструкції існуючого кабеля на кабель АПвЭгПу-10 1x120/50 I доп.=296А, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторис на вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-10кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-10кВ, що розвантажується/переснащується	Допустимий струм, I доп., А	Струм навантаження, I нав., А	Обсяг проектних робіт
4.21.	Реконструкція КЛ 10кВ ТП-431 – ПЛ-10кВ ф-р ВНС 4-6 оп.№68	2408,74	1986	0,63	АСБ-10 3x95	192	213	АПвЭгПу-10 перерізом 1x120/50мм ² , L=0,63 км

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності КЛ 10 кВ від ТП-431 – ПЛ-10кВ ф-р ВНС 4-6 оп.№68 у м.Херсон дорівнює

$$D = D_{120} - 95$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 295 \cdot 10 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 4524314 \text{ грн,}$$

$$D_{95} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 255 \cdot 10 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 3910848 \text{ грн,}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

T_{\max} = 6 год. · 365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{\text{заг}} = 4524314 - 3910848 \text{ грн} = 613466 \text{ грн}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –400кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 400 \cdot 5 = 2000 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 грн. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$B_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 2000 = 2800 \text{ грн.}$$

Загальна $B_{\text{лік}}$ = 2800 грн.

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

Таким чином, $V_{\text{лік.}} = 2 \cdot 2800 = 5600$ грн.

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 на 1 рік складе:

$V_{\text{рем.}} = 18,2 \cdot 2 = 36,400$ тис.грн.

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$V_{\text{експ.}} = V_{\text{рем.}} + V_{\text{лік.}} = (36,4 + 5,6) = 42$ тис.грн.,

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 4200 грн (10 %), або 3500 грн (без ПДВ)

-економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 2940.

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 6 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$V_{\text{втрат}} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41,983$ тис.грн.

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$V = V_{\text{експ.}} + V_{\text{втрат}} = 42 + 41,983 = 83,983$ тис.грн.

Сукупний економічний ефект

$E_{\text{заг.}} = E_{\text{заг.}} = D + V = 613,466 + 83,983 = 697,449$ тис.грн.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг.}} / E_{\text{заг.}} = 2408,74 / 697,449 = 3,5$ р.

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
613,466	5,600	36,400	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
2408,74	0,00	697,449	3,5

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1132.11 тис. грн (без ПДВ).

4.22. Реконструкція КЛ 6кВ ТП-152 – ТП-550 у м.Херсон

КЛ 6кВ ТП-152 – ТП-550 у м.Херсон живить споживачів центральної частини міста. Загальна кількість споживачів — 3564.

Згідно дефектного акту та протоколу вимірів №1012/5 від 10.12.2020р. КЛ 6кВ ТП-152 – ТП-550 у м.Херсон інв.№016423 прокладена кабелем типу ААБ 3х120 довжиною 0,39 км в 1979 році. За останні 10 років на КЛ 6кВ ТП-152 – ТП-550 було 4 технологічних порушень. КЛ знаходиться в незадовільному технічному стані, налічує 6 з'єднувальних муфт, що значно перевищує гранично допустиму кількість КЛ відпрацювала строк експлуатації, в зв'язку з цим аварії на ній почастішали На КЛ чисельні пошкодження оболонки в результаті корозії. При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції. КЛ проходить під проїзними частинами, по трасі, насиченій інженерними комунікаціями та по території, впорядкованій, згідно правил благоустрою, приватними підприємцями, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція КЛ 6кВ ТП-152—ТП-550 у м. Херсон" у 2021 році на суму 1871,63 тис. грн (без ПДВ), яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. Згідно проектно-кошторисної документації передбачено наступний обсяг робіт:

-реконструкцію існуючої КЛ 6 кВ від ТП 152 до ТП 550.

-підключення реконструйованої КЛ 6 кВ до ком.№6 П с.ш. ТП 152 та ком.№5 І с.ш. до ТП 550.

Згідно протоколу режимних вимірів від 20.06.2018 року $I_{\max}=130\text{А}$, в ремонтно-аварійному режимі I_{\max} навант.=240А, після реконструкції існуючого кабеля на кабель АПвЭгаПу-10 1х185/70 І доп.=424А, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-6кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-6кВ, що розвантажуються/переоснащуються	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
4.22.	Реконструкція КЛ 6кВ ТП-152 – ТП-550 у м.Херсон	1871,63	1979	0,39	ААБ 3х120	243	240	АПвЭгаПу-10 перерізом 1х185/70 мм ² , L=0,39 км

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності КЛ 6кВ ТП-152 – ТП-550 у м.Херсон дорівнює

$$D = D_{150} - D_{120}$$

$$D_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 335 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 3082668 \text{ грн,}$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 295 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 2714588 \text{ грн,}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U \cdot 1,73 \cdot 0,92, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\text{мах.}} = 6 \text{ год.} \cdot 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{\text{заг}} = 3082668 - 3082668 \text{ грн} = 368080 \text{ грн}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –400кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 400 \cdot 5 = 2000 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 грн. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$V_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 2000 = 2800 \text{ грн.}$$

Загальна $V_{\text{лік.}} = 2800 \text{ грн.}$

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

Таким чином, $V_{\text{лік.}} = 2 \cdot 2800 = 5600 \text{ грн.}$

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 на 1 рік складе:

$$V_{\text{рем.}} = 18,2 \cdot 2 = 36,400 \text{ тис.грн.}$$

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$$V_{\text{експ.}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{лік.}} = (36,4 + 5,6) = 42 \text{ тис.грн.,}$$

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 4200 грн (10 %), або 3500 грн (без ПДВ)

-економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 2940.

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 6 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$$V_{\text{втрат}} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41,983 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$$V = V_{\text{експ}} + V_{\text{втрат}} = 42 + 41,983 = 83,983 \text{ тис.грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$E_{\text{заг.}} = E_{\text{заг.}} = D + V = 368,080 + 83,983 = 452,063 \text{ тис.грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг}} / E_{\text{заг}} = 1871,63 / 452,06 = 4,1 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
368,080	5,600	36,400	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

--	--	--	--

Вартість заходу усього, тис. грн (без	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис.	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 20 років, тис.	Окупність, роки
879,67	0,00	420,06	4,1

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 879.67 тис. грн (без ПДВ).

4.23. Реконструкція КЛ-6кВ ЗТП-29 – ЗТП-37 ф.624 у м.Н.Каховка

КЛ-6кВ ЗТП-29 – ЗТП-37 ф.624 у м. Н.Каховка живить споживачів центральної частини міста. Загальна кількість споживачів — 412.

КЛ-6кВ ЗТП-29 – ЗТП-37 ф.624 інв.№014304, прокладена кабелем типу ААШВ 3 х 120 довжиною 0,56 км. За останні 10 років на КЛ-6кВ ЗТП-29 – ЗТП-37 ф.624 було 5 технологічних порушень. Згідно дефектного акту та протоколу вимірів №10/05 від 10.11.2020р КЛ знаходиться в незадовільному технічному стані, налічує 10 з'єднувальних муфт, що значно перевищує гранично допустиму кількість КЛ відпрацювала термін експлуатації, в зв'язку з цим аварії на ній почастишали. При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції. КЛ проходить під проїзними частинами, по трасі, насиченій інженерними комунікаціями та по території, впорядкованій, згідно правил благоустрою, приватними підприємцями, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. У зв'язку з тим, що частина КЛ проходить по приватній території та з метою уникнення руйнування елементів благоустрою зміниться частина траси та довжина КЛ. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію " Реконструкція КЛ-6кВ ЗТП-29—ЗТП-37 ф.624 у м. Н. Каховка" у 2021 році на суму 2480,71 тис. грн (без ПДВ), яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. Згідно проектно-кошторисної документації передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкцію КЛ-6кВ Л-624 від РП-6кВ ЗТП-6/0,4кВ №29 до РП-6кВ ЗТП-6/0,4кВ №37 яка включає:

- будівництво нової КЛ-6кВ від РП-6кВ ЗТП-6/0,4кВ №29 до РП-6кВ ЗТП-6/0,4кВ №37.

- розрахунок максимальних струмів короткого замикання лінії Л-624 РП-6кВ ПС-330/20/150/35/6кВ “Каховська 330”.

- вибір і перевірка кабелів та екранів КЛ-6кВ, що проектується.

Згідно протоколу режимних вимірів від 19.12.2018 року $I_{max}=277A$, в ремонтно-аварійному режимі I_{max} навант.=235A, після реконструкції існуючого

кабеля на кабель АПвЭгПу-10 1x120/70 I доп.=328А, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-6кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-6кВ, що розвантажується/перевантажується	Допустимий струм, Iдоп., А	Струм навантаження, Iнав., А	Обсяг проектних робіт
4.24.	Реконструкція КЛ-6кВ ЗТП-29 – ЗТП-37 ф.624 у м.Н.Каховка	2480,71		0,56	ААШВ 3 x 120	243	235	3*АПвЭгПу-10 перерізом 1x120/70 мм ² , L=0,560 км

Очікуваний дохід від збільшення пропускну здатності КЛ-6кВ ЗТП-29 – ЗТП-37 ф.624 дорівнює

$$D = D_{150} - D_{120}$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 295 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 2714588 \text{ грн,}$$

$$D_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 335 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 3082668 \text{ грн,}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U \cdot 1,73 \cdot 0,92, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

T_{\max} = 6 год. · 365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{\text{заг}} = 3082668 - 2714588 \text{ грн} = 368080 \text{ грн}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –400кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин невідпуск електроенергії складе:

$$W = 400 \cdot 5 = 2000 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 грн. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$B_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 2000 = 2800 \text{ грн.}$$

$$\text{Загальна } B_{\text{лік}} = 2800 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

$$\text{Таким чином, } B_{\text{лік}} = 2 \cdot 2800 = 5600 \text{ грн.}$$

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 на 1 рік складе:

$$B_{\text{рем.}} = 18,2 \cdot 2 = 36,400 \text{ тис.грн.}$$

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$$B_{\text{експ.}} = B_{\text{рем.}} + B_{\text{лік.}} = (36,4 + 5,6) = 42 \text{ тис.грн.,}$$

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 4200 грн (10 %), або 3500 грн (без ПДВ)

- економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 2940 грн.

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 6 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$$B_{\text{втрат}} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41,983 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$$B = \text{Вексп} + \text{В втрат} = 42 + 41,983 = 83,983 \text{ тис.грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$E_{\text{заг.}} = E_{\text{заг.}} = D + B = 368,08 + 83,983 = 452,063 \text{ тис.грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг.}} / E_{\text{заг.}} = 2480,71 / 452,06 = 5,5 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
368,080	5,600	36,400	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
2480,71	0,00	452,06	5,5

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1165.94 тис. грн (без ПДВ).

4.24. Реконструкція КЛ-6кВ ЗТП-20 – ЗТП-36 ф.601 у м.Н.Каховка

КЛ-6кВ ЗТП-20 – ЗТП-36 ф.601 у м. Н.Каховка живить споживачів центральної частини міста. Загальна кількість споживачів — 2227.

КЛ-6кВ ЗТП-20 – ЗТП-36 ф.601 у м.Н.Каховка інв.№014286, прокладена кабелем типу ААБ 3 х 185 довжиною 0,29 км у 1971 році. За останні 10 років на КЛ 6кВ ТП-20 – ЗТП-36 ф.601 було 4 технологічних порушень. Згідно дефектного акту та протоколу вимірів №9 від 04.11.2020р КЛ знаходиться в незадовільному технічному стані, налічує 8 з'єднувальних муфт, що значно перевищує гранично допустиму кількість КЛ відпрацювала термін експлуатації, в зв'язку з цим аварії на ній частішали. При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції. КЛ проходить під проїзними частинами, по трасі, насиченій інженерними комунікаціями та по території, впорядкованій, згідно правил благоустрою, приватними підприємцями, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. У зв'язку з тим, що частина КЛ проходить по приватній території та з метою уникнення

руйнування елементів благоустрою зміниться частина траси та довжина КЛ. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція КЛ-6кВ ЗТП-20—ЗТП-36 ф.601 у м. Н. Каховка" у 2021 році на суму 972,66 тис. грн (без ПДВ), яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. Згідно проектно-кошторисної документації передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкцію КЛ-6кВ Л-601 від РП-6кВ ЗТП-6/0,4кВ №20 до РП-6кВ ЗТП-6/0,4кВ №36 яка включає:

- будівництво нової КЛ-6кВ від РП-6кВ ЗТП-6/0,4кВ №20 до РП-6кВ ЗТП-6/0,4кВ №36.

- розрахунок максимальних струмів короткого замикання лінії Л-601 РП-6кВ ПС-330/220/150/35/10кВ “Каховська 330”.

- вибір і перевірка кабелів та екранів КЛ-6кВ, що проектується.

Згідно протоколу режимних вимірів від 19.12.2018 року $I_{\max}=213\text{А}$, в ремонтно-аварійному режимі I_{\max} навант.=345А, після реконструкції існуючого кабеля на кабель АПвЭгПу 1х240/70 I доп.=436А, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-6кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-6кВ, що розвантажуються/перевантажуються	Допустимий струм, Iдоп., А	Струм навантаження, Iнав., А	Обсяг проектних робіт
4.25.	Реконструкція КЛ-6кВ ЗТП-20 – ЗТП-36 ф.601 у м.Н.Каховка	972,66	1971	0,29	ААБ 3 х 185	307	345	3*АПвЭгПу перерізом 1х240/70 мм ² , L=0,290 км

Очікуваний дохід від збільшення пропускну здатності КЛ-6кВ ЗТП-20 – ЗТП-36 ф.601 дорівнює

$$D = D_{240} - D_{185}$$

$$D_{240} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (\text{Цвих} - \text{Цвх}) = 420 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 3864838 \text{ грн,}$$

$$D_{185} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (\text{Цвих} - \text{Цвх}) = 385 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 3542768 \text{ грн,}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} \cdot 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{\text{заг}} = 3864838 - 3542768 \text{ грн} = 322070 \text{ грн}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –400кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 400 \cdot 5 = 2000 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 грн. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$B_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 2000 = 2800 \text{ грн.}$$

Загальна $B_{\text{лік}} = 2800 \text{ грн.}$

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

Таким чином, В лік. = 2 · 2800 = 5600 грн.

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 на 1 рік складе:

В рем. = 18,2 · 2 = 36,400 тис.грн.

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

В експ. = В рем + Влік. = (36,4 + 5,6) = 42 тис.грн.,

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 4200 грн (10 %), або 3500 грн (без ПДВ)

- економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 2940 грн.

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 6 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

В втрат = 2499 · 1,4 · 12 = 41,983 тис.грн.

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

В = Вексп + В втрат = 42 + 41,983 = 83,983 тис.грн.

Сукупний економічний ефект

Езаг. = Е заг. = Д + В = 322,07 + 83,983 = 286,339 тис.грн.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

Т ок. = Кзаг / Е заг = 972,66 / 286,34 = 3,4 р.

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
322,070	5,600	36,400	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
972,66	0,00	286,34	3,4

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 457.15 тис. грн (без ПДВ).

4.25. Реконструкція КЛ-6кВ ЗТП-36 – ЗТП-24 ф.601 у м.Н.Каховка

КЛ-6кВ ЗТП-36 – ЗТП-24 ф.601 у м.Н.Каховка живить споживачів центральної частини міста. Загальна кількість споживачів — 2004.

КЛ-6кВ ЗТП-36 – ЗТП-24 ф.601 у м.Н.Каховка інв.№014244, прокладена кабелем типу ААБ 3 x 120 довжиною 0,39 км. За останні 10 років на КЛ-6кВ ЗТП-36 – ЗТП-24 ф.601 було 8 технологічних порушень. Згідно дефектного акту та протоколу вимірів №11 від 14.12.2020р КЛ знаходиться в незадовільному технічному стані, налічує 8 з'єднувальних муфт, що значно перевищує гранично допустиму кількість КЛ відпрацювала термін експлуатації, в зв'язку з цим аварії на ній почастишали При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції .КЛ проходить під проїзними частинами, по трасі, насиченій інженерними комунікаціями та по території, впорядкованій,згідно правил благоустрою, приватними підприємцями, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено проектно-кошторисну документацію "Реконструкція КЛ-10кВ ЗТП-51—оп.№1 ПЛ-10кВ ф.47 ПС35/10"Порт"у м. Таврійськ" у 2021 році на суму 1918,90 тис. грн (без ПДВ), яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. Згідно проектно-кошторисної документації передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкцію КЛ-6кВ Л-601 РП-6кВ ЗТП-6/0,4кВ №24 до РП-6кВ ЗТП-6/0,4кВ №36, яка включає:

- будівництво нової КЛ-6кВ від РП-6кВ ЗТП-6/0,4кВ №24 до РП-6кВ ЗТП-6/0,4кВ №36.

- розрахунок максимальних струмів короткого замикання лінії Л-601 РП-6кВ ПС-330/220/150/35/6кВ “Каховська 330”.

- вибір і перевірка кабелів та екранів КЛ-6кВ, що проектується.

Згідно протоколу режимних вимірів від 19.12.2018 року $I_{\max}=213\text{А}$, в ремонтно-аварійному режимі I_{\max} навант.=262А, після реконструкції існуючого кабелю на кабель АПвЭгПу 1x150/70 $I_{\text{доп.}}=370\text{А}$, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-6кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-6кВ, що розвантажується/перевантажується	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
4.26.	Реконструкція КЛ-6кВ ЗТП-36 – ЗТП-24 ф.601 у м.Н.Каховка	1918,9		0,39	ААБ 3 x 120	243	262	3*АПвЭгПу-10 перерізом 1x150/70 мм ² , L=0,390 км

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності КЛ-6кВ ЗТП-36 – ЗТП-24 ф.601 дорівнює

$$D = D_{150} - 120$$

$$Д 120 = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (\Delta U_{\text{вих}} - \Delta U_{\text{вх}}) = 295 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 2714588 \text{ грн},$$

$$Д 150 = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (\Delta U_{\text{вих}} - \Delta U_{\text{вх}}) = 335 \cdot 6 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 3082668 \text{ грн},$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U \cdot 1,73 \cdot 0,92, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год} \cdot 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$Дзаг = 3082668 - 2714588 \text{ грн} = 368080 \text{ грн}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –400кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 400 \cdot 5 = 2000 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 грн. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$В \text{ лік} = 1,4 \cdot 2000 = 2800 \text{ грн.}$$

$$\text{Загальна } В \text{ лік.} = 2800 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

$$\text{Таким чином, } В \text{ лік.} = 2 \cdot 2800 = 5600 \text{ грн.}$$

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 на 1 рік складе:

$$В \text{ рем.} = 18,2 \cdot 2 = 36,400 \text{ тис.грн.}$$

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$$В \text{ експ.} = В \text{ рем.} + В \text{ лік.} = (36,4 + 5,6) = 42 \text{ тис.грн.},$$

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 4200 грн (10 %), або 3500 грн (без ПДВ)

- економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 2940 грн.

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 6 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$$В \text{ втрат} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41,983 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$$В = В \text{ експ.} + В \text{ втрат} = 42 + 41,983 = 83,983 \text{ тис.грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$Езаг. = Е \text{ заг.} = Д + В = 368,08 + 83,983 = 452,063 \text{ тис.грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$Т \text{ ок.} = Кзаг / Е \text{ заг.} = 1918,90 / 452,063 = 4,2 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення	Зменшення втрат через недовідпуск	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат

пропускної здатності	енергії		електроенергії
368,080	5,600	36,400	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
1918,90	0,00	452,036	4,2

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 901.88 тис. грн (без ПДВ).

4.26. Реконструкція КЛ-10кВ ЗТП-51 – оп.№1 ПЛ-10кВ ф.47 ПС-35/10 «Порт» у м. Таврійськ

КЛ-10кВ ЗТП-51 – оп.№1 ПЛ-10кВ ф.47 ПС-35/10 «Порт» у м. Таврійськ живить споживачів центральної частини міста. Загальна кількість споживачів — 1422.

КЛ-10кВ ЗТП-51 – оп.№1 ПЛ-10кВ ф.47 ПС-35/10 «Порт» у м. Таврійськ інв.№014305, прокладена кабелем типу ААБ 3х120 довжиною 0,18 км у 1982 році. За останні 10 років на КЛ-10кВ ЗТП-51 – оп.№1 ПЛ-10кВ ф.47 ПС-35/10 «Порт» було 5 технологічних порушень. Згідно дефектного акту та протоколу вимірів №12 від 22.12.2020р КЛ знаходиться в незадовільному технічному стані, налічує 5 з'єднувальних муфт. КЛ відпрацювала термін експлуатації., у зв'язку з чим аварії на ній почастишали. При випробуванні КЛ підвищеною напругою відбувається пробій ізоляції. КЛ проходить під проїзними частинами, по трасі насиченій інженерними комунікаціями та по території, впорядкованій, згідно правил благоустрою, приватними підприємцями, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та є економічно недоцільним. У зв'язку з тим, що частина КЛ проходить по приватній території та з метою уникнення руйнування елементів благоустрою зміниться частина траси зміниться та довжина КЛ. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень(SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено проект “Реконструкція КЛ-10кВ ЗТП-51 – оп.№1 ПЛ-10кВ ф.47 ПС-35/10 «Порт» у м. Таврійськ” на суму 1096,16 тис. грн (без ПДВ), яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р.

Відповідно до розробленої проектної документації передбачено наступний обсяг робіт:

- будівництво нової КЛ-10 кВ від РП-10 кВ ЗТП-10/0,4 кВ №51 до опори №1 Л-47 ПЛ-10 кВ ПС-35/10 кВ “Порт”;

- заміна існуючого стояка опори №1 Л-47 ПЛ-10 кВ ПС-35/10 кВ “Порт” на стояк опори, що проектується, з роз'єднувачем та кінцевими кабельними муфтами;

- розрахунок максимальних струмів короткого замикання лінії Л-47 ПЛ-10 кВ ПС-35/10 кВ “Порт”;

- вибір і перевірка кабелів та екранів КЛ-10 кВ, що проектується.

Згідно протоколу режимних вимірів від 19.12.2018 року $I_{\max}=48\text{А}$, в ремонтно-аварійному режимі I_{\max} навант.=220А, після реконструкції існуючого кабеля на кабель АПвЭгПу 1х150/70 I доп.=370А, ремонтний та ремонтно-аварійний режими забезпечуються.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-10кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-10кВ, що розвантажується/переоснащується	Допустимий струм, I доп., А	Струм навантаження, I нав., А	Обсяг проектних робіт
4.27.	Реконструкція КЛ-10кВ ЗТП-51 – оп.№1 ПЛ-10кВ ф.47 ПС-35/10 «Порт» у м. Таврійськ	1096,16	1982	0,18	ААБ 3х120	218	220	3*АПвЭгПу перерізом 1х150/70 мм ² , L=0,180 км

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності КЛ-10кВ ЗТП-51 – оп.№1 ПЛ-10кВ ф.47 ПС-35/10 «Порт» дорівнює

$$D = D_{150} - D_{120}$$

$$D_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (\Delta_{\text{вих}} - \Delta_{\text{вх}}) = 335 \cdot 10 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 5137780 \text{ грн,}$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (\Delta_{\text{вих}} - \Delta_{\text{вх}}) = 295 \cdot 10 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot (1,39 - 0,95) = 4524314 \text{ грн,}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U, \text{ де}$$

I_{\max} .- допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

T_{\max} . = 6 год. · 365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D_{\text{заг}} = 5137780 - 4524314 \text{ грн} = 613466 \text{ грн}$$

При середній потужності силових трансформаторів у ТП –250кВА і витратах часу на ремонт однієї КЛ - 5 годин недовідпуск електроенергії складе:

$$W = 250 \cdot 5 = 1250 \text{ кВт} \cdot \text{годин.}$$

При вартості 1,4 грн. за 1кВт · годину можливі збитки по 1КЛ складуть:

$$B_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 1250 = 1750 \text{ грн.}$$

$$\text{Загальна } B_{\text{лік}} = 1750 \text{ грн.}$$

Зважаючи на технічний стан кабельної лінії, середня ушкодженість її за минулі роки – 2 рази на рік.

$$\text{Таким чином, } B_{\text{лік}} = 2 \cdot 1750 = 3500 \text{ грн.}$$

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 на 1 рік складе:

$$B_{\text{рем.}} = 18,2 \cdot 2 = 36,400 \text{ тис.грн.}$$

Загальне зменшення витрат на ремонт КЛ дорівнює

$$В \text{ експ.} = В \text{ рем} + В \text{ лік.} = (36,4 + 3,5) = 39,9 \text{ тис.грн.},$$

у т.ч. витрати на ПММ дорівнюють 3990 грн (10 %), або 3325 грн (без ПДВ)

- економія витрат на оплату праці дорівнюють грн (7%) 2793 грн.

За результатами вимірювання та власними розрахунками Компанії зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 10 кВ дорівнюють 2499 кВт год. в місяць

Тоді, загальне зменшення вартості втрат електроенергії

$$В \text{ втрат} = 2499 \cdot 1,4 \cdot 12 = 41,983 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції

$$В = В \text{ експ} + В \text{ втрат} = 39,9 + 41,983 = 81,883 \text{ тис.грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$Е \text{ заг.} = Е \text{ заг.} = Д + В = 613,466 + 81,883 = 695,349 \text{ тис.грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$Т \text{ ок.} = К \text{ заг.} / Е \text{ заг.} = 1096,16 / 695,35 = 1,6 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зменшення втрат через недовідпуск енергії	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
613,466	3,500	36,400	41,983

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
1096,16	0,00	695,35	1,6

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 505.7 тис. грн (без ПДВ).

5. Будівництво і реконструкція КЛ-0,4 кВ

5.1. Реконструкція чотирьох КЛ 0,4 кВ від ТП-127 у м.Херсон

КЛ-0,4 кВ від ТП-127 у м.Херсоні живить чотири житлові будинки. Кількість споживачів - 180.

КЛ-0,4кВ від ТП 127 до ж/б 40 Років Жовтня 114д у м.Херсон інв. №015932, КЛ 0,4 кВ від ж/б вул.Університетська (40 років Жовтня), 114д до ж/б вул.Університетська (40 років Жовтня), 114г, від ж/б вул. Університетська (40 років Жовтня), 114г до ж/б вул. Університетська (40 років Жовтня), 118а, від ж/б

вул. Університетська (40 років Жовтня), 118а до ж/б вул. Університетська (40 років Жовтня), 118, від ж/б вул. Університетська (40 років Жовтня), 118 до ж/б вул. Університетська (40 років Жовтня), 116 інв.№016044 прокладені кабелем типу АВВГ 3х70+1х35, АСБ 3х70+1х50, АСБ 3·50+1х16, АСБ 3х50+1х16 та АСБ 3х70+1х35 відповідно довжиною 0,33 (0,09+0,14+0,04+0,06) км в 1961 році.

Згідно з дефектним актом, протоколами вимірів №0210/3 від 02.10.2020р. та №0210/1 від 02.10.2020р. за останні 10 років на КЛ-0,4 кВ від ТП-127 було 15 технологічних порушень. КЛ налічує 18 з'єднувальних муфт.

Усі резервні нитки пошкоджені. Житловий будинок без резервування. КЛ відпрацювали термін експлуатації. Виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. КЛ прокладені між на земельній ділянці під тротуарами та земельною ділянкою, впорядкованій згідно правил благоустрою, власникам прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проектно-кошторисну документацію, ”Реконструкція чотирьох КЛ 0,4кВ від ТП-127 у м. Херсон” на суму 720,27 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від СК-3, що проектується ж/б вул. Університетська, 114д до СК-3, що проектується ж/б вул. Університетська, 114г на кабель марки АПВББШп-4х120;

- заміна кабельного ящика 127-4-1 на щит силовий СК-3 на вул. Університетська, 114д;

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від СК-3, що проектується ж/б вул. Університетська, 114г до СК-3, що проектується ж/б вул. Університетська, 118а на кабель марки АПВББШп-4х120;

- підключити існуючу КЛ-0,4 кВ від кабельного ящика 127-4-2 до СК-3, що проектується ж/б вул. Університетська, 114г;

- встановлення щита силового СК-3 на вул. Університетська, 114г;

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від СК-3, що проектується ж/б вул. Університетська, 114а до СК-3, що проектується ж/б вул. Університетська, 118 на кабель марки АПВББШп-4х120;

- підключити існуючу КЛ-0,4 кВ від кабельного ящика 127-4-3 до СК-3, що проектується ж/б вул. Університетська, 118;

- встановлення щита силового СК-3 на вул. Університетська, 118;

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від СК-3, що проектується ж/б вул. Університетська, 118 до СК-3, що запроектовано, згідно проекту №КЛ-000.38/0989 (інвестиційна програма) ж/б вул. Університетська, 116 на кабель марки АПВББШп-4х120.

Згідно протоколу режимних вимірів від 16.12.2020 року I max=167А,

після реконструкції існуючого кабелю на кабель АПвБШп 4х120 І доп.=253А.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажується/перевантажується	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
5.1.	Реконструкція чотирьох КЛ 0,4 кВ від ТП-127 у м.Херсон	720.27	1961	0,33 (0,09+0,14+0,04+0,06)	АВВГ 3х70+1х35, АСБ 3х70+1х50, АСБ 3х50 + 1х16, АСБ 3х50+1х16 та АСБ 3х70+1х35	178/184/153 /153/184	167	АПвБШп-4х120, L=0,33км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності лінії дорівнює

$$D = D_{120} - D_{50}$$

$$D_{50} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 175 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 341589,19 \text{ грн}$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 295 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 =$$

$$575821,78 \text{ грн}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

T_{\max} = 6 год. · 365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D = 575821,78 - 341589,19 = 234232,59 \text{ (з ПДВ)}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати

$$V = V_{\text{лік}} + V_{\text{втрат}}, \text{ де}$$

$V_{\text{лік}}$ - зменшення витрат на ліквідацію відключень

$V_{\text{втрат}}$ - зменшення вартості витрат електроенергії

Зменшення вартості витрат електроенергії $V_{\text{втрат}}$ згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням витрат на відповідний тариф.

$$V_{\text{втрат}} = W \cdot C_{\text{вх.}}, \text{ де}$$

W - витрати електроенергії,

$C_{\text{вх.}}$ - покупний тариф

Витрати електроенергії приймаються на підставі розрахунків режимів роботи мережі. У середньому, за власними розрахунками Компанії, зменшення витрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 0,4 кВ дорівнюють 1585кВт год. в місяць

$$V_{\text{втрат}} = W \cdot C_{\text{вх.}} = 1585 \cdot 12 \cdot 1,4 = 26628 \text{ грн.}$$

У середньому, ліквідація одного відключення КЛ 0,4 кВ 8 годин. 1 година відключення дорівнює 180 кВт.

$$180 \cdot 8 = 1440 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,4 грн/кВт г.

$$V_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 1440 = 2016 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 0,33км КЛ 0,4 кВ становить

$$V = V_{\text{лік}} + V_{\text{втрат}} = 2016 + 26628 = 28644 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$E_{\text{заг.}} = D + V = 234232,59 + 28644 = 262876,59 \text{ грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{ок.} = K_{заг} / E_{заг} = 720,27 / 262,88 = 2,7 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
234,233	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
720,27	0,00	262,88	2,7

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 387.28 тис. грн (без ПДВ).

5.2. Реконструкція КЛ-0,4кВ від ТП-127 до ж/б 40 років Жовтня,116 у м.Херсон

КЛ-0,4кВ від ТП-127 до ж/б 40 років Жовтня,116 м. Херсон живить 42 споживача.

КЛ-0,4кВ від ТП-127 до ж/б 40 років Жовтня,116 (інв.№016044) прокладена кабелем типу ААБ 3х70 довжиною 0,18 км в 1967 році.

Згідно з [дефектним актом](#) та [протоколу вимірів №0710/1 від 07.10.2020р.](#) за останні 10 років на КЛ-0,4кВ від ТП-127 до ж/б 40 років Жовтня,116 було 15 технологічних порушень. КЛ налічує 5 з'єднувальних муфт. Оболонка пошкоджена в результаті корозії. Лабораторними методами виявити пошкодження неможливо, тому фазна жила використана за нульову. КЛ пошкоджена. Виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. КЛ прокладені між тротуарами. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» [завдання на проектування](#) власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено [наказом №629 від 09.09.2021р.](#) проектно-кошторисну документацію, ["Реконструкція КЛ-0,4кВ від ТП-127 до ж/б40 років Жовтня,116 у м. Херсон"](#) на суму 395,565 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від додатково встановленого комутаційного апарату в РП-0,4 кВ ТП-127 до ж/б по вул. 40 років Жовтня, 116 у м. Херсон на кабель марки АПВБШп 4х150;

- встановлення додаткового комутаційного апарату в РП-0,4 кВ ТП-127;
 - заміна кабельного ящика на шафу розподільну типу СК-3 на фасаді будівлі ж/б по вул. 40 років Жовтня, 116.

Згідно протоколу режимних вимірів від 16.12.2020 року $I_{\max}=167\text{А}$, після реконструкції існуючого кабеля на кабель АПвБШп 4х150 І доп.=288А.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажується/перешащується	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
5.2.	Реконструкція КЛ-0,4кВ від ТП-127 до ж/б 40 років Жовтня, 116 у м.Херсон	395,565	1967	0,18	ААБ 3х70	184	167	АПвБШп 4х150, L=0,18км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності лінії дорівнює:

$$D = D_{150} - D_{70}$$

$$D_{70} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 210 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 409907,03 \text{ грн}$$

$$D_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 335 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 653899,31$$

грн

$$D = 653899,31 - 409907,03 = 243992,28 \text{ грн}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати

$$V = V_{\text{лік}} + V_{\text{втрат}}$$

де

$V_{\text{лік}}$ – зменшення витрат на ліквідацію відключень

$V_{\text{втрат}}$ – зменшення вартості втрат електроенергії.

Влік, грн	Ввтрат, грн	V, грн
2016,00	26628,00	28644,00

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 0,18 км КЛ 0,4 кВ становить 28 644 грн.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу:

$$E_{\text{заг.}} = D + V = 243992,28 + 28\ 644 = 272636,28 \text{ грн.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
243,992	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки

395,565	0,00	272,64	1,5
---------	------	--------	-----

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 209.65 тис. грн (без ПДВ).

5.3. Реконструкція двох КЛ 0,4 кВ ТП-584 у м.Херсон

КЛ 0,4 кВ ТП-584 у м.Херсоні живить два житлових будинки. Кількість споживачів -129.

КЛ 0,4 кВ ТП-584 інв.№016182 прокладені кабелем типу ААБ 3х120 довжиною 2х0,09 км в 1971 році.

Згідно з дефектним актом, протоколу вимірів [№1210/3 від 12.10.2020р.](#) та [№1210/2 від 12.10.2020р.](#) за останні 10 років на КЛ 0,4 кВ ТП-584 було 5 технологічних порушень. КЛ налічує 5 з'єднувальних муфт. Оболонка пошкоджена в результаті корозії. КЛ відпрацювала термін експлуатації. Виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. Лінія пошкоджена. КЛ прокладена між тротуарами та на земельній ділянці, впорядкованій, згідно правил благоустрою, власникам прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проектно-кошторисну документацію, ”Реконструкція двох КЛ 0,4кВ ТП-584 у м. Херсон” на суму 371,59 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- встановлення щита силового СК-3-0,4 кВ на фасаді ж/б по вул. Чорноморська, 16;
- реконструкція існуючої кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від комутаційного апарату Л-2 в РП-0,4 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №584 до СК-0,4 кВ, що проектується , на ж/б по вул. Чорноморська, 16 на кабель марки АпвББШп-4х185;
- реконструкція РП-0,4 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №584 у частині заміні існуючого комутаційного апарату в ком.№2 для КЛ-2;
- встановлення щита силового СК-3-0,4 кВ на фасаді ж/б по вул. Чорноморська, 12;
- реконструкція існуючої кабельної лінії КЛ-0,4 кВ від встановленого СК-3-0,4 кВ ж/б по вул. Чорноморська, 12 до встановленого СК-3-0,4 кВ ж/б по вул. Чорноморська, 16 на кабель марки АпвББШп-4х120.

Згідно протоколу режимних вимірів від 19.12.2018 року I max=97А, після реконструкції існуючого кабелю на кабель АпвББШп 4х185 I доп.=324А, АпвББШп 4х120 I доп.=253А.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажується/переоснащується	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
5.3.	Реконструкція двох КЛ 0,4 кВ ТП-584 у м.Херсон	371,59	1971	2x0,09	ААБ 3x120	248	97	АПвБ6Шп-4x185, L=0,08км та АПвБ6Шп-4x120, L=0,09км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності лінії дорівнює

$$Д = Д_{185} - Д_{120}$$

$$Д_{185} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot Ц = 385 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 751496,22 \text{ грн}$$

$$Д_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot Ц = 295 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 575821,78 \text{ грн}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} \cdot 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$Д = 751496,22 - 575821,78 = 175674,44 \text{ (з ПДВ)}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати

$$В = В_{\text{лік}} + В_{\text{втрат}}, \text{ де}$$

$В_{\text{лік}}$ - зменшення витрат на ліквідацію відключень

$В_{\text{втрат}}$ - зменшення вартості втрат електроенергії

Зменшення вартості втрат електроенергії $В_{\text{втрат}}$ згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням втрат на відповідний тариф.

$$В_{\text{втрат}} = W \cdot Ц_{\text{вх.}}, \text{ де}$$

W - втрати електроенергії,

$Ц_{\text{вх.}}$ - покупний тариф

Втрати електроенергії приймаються на підставі розрахунків режимів роботи мережі. У середньому, за власними розрахунками Компанії, зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 0,4 кВ дорівнюють 1585кВт год. в місяць

$$В_{\text{втрат}} = W \cdot Ц_{\text{вх.}} = 1585 \cdot 12 \cdot 1,4 = 26628 \text{ грн.}$$

У середньому, ліквідація одного відключення КЛ 0,4 кВ 8 годин.

1 година відключення дорівнює 180 кВт.

$$180 \cdot 8 = 1440 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,4 грн/кВт г.

$$В_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 1440 = 2016 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 0,09км КЛ 0,4 кВ становить

$$В = В_{\text{лік}} + В_{\text{втрат}} = 2016 + 26628 = 28644 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$Е_{\text{заг.}} = Д + В = 175674,44 + 28644 = 204318,44 \text{ грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{ок.} = K_{заг} / E_{заг} = 371,59 / 204,32 = 1,8 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості витрат електроенергії
175,674	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
371,59	0,00	204,32	1,8

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 196.94 тис. грн (без ПДВ).

5.4. Реконструкція двох КЛ 0,4 кВ ТП-611 – ж/б Бериславське шосе, 12 у м.Херсон

КЛ 0,4 кВ ТП-611 – ж/б Бериславське шосе, 12 у м.Херсоні живить житловий будинок. Кількість споживачів - 202.

КЛ 0,4 кВ ТП-611 – ж/б Бериславське шосе, 12 інв.№017204 прокладені кабелем типу ААШВ 3х120 довжиною 0,10 км та 0,09 км в 1989 році.

Згідно з дефектним актом, протоколу вимірів [№1910/2 від 19.10.2020р.](#) та [№1910/2 від 19.10.2020р.](#) за останні 10 років на КЛ 0,4 кВ ТП-611 – ж/б Бериславське шосе, 12 було 6 технологічних порушень. КЛ налічує 6 з'єднувальних муфти. Оболонка пошкоджена в результаті корозії. КЛ відпрацювала термін експлуатації. Виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. КЛ прокладені між тротуарами та на земельній ділянці, впорядкованій, згідно правил благоустрою, власникам прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проектно-кошторисну документацію, ”Реконструкція двох КЛ 0,4кВ ТП-611—ж/б Бериславське шосе, 12 у м. Херсон” на суму 272,60 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,38кВ від комірки №1 РП-0,4 кВ ЗТП-6/0,4кВ №611 до РЩ-0,38кВ ж/б Бериславське шосе 12 на кабель марки АПвБШп-4х185;

- заміна існуючого комутаційного апарату для Л-1 на автоматичний вимикач FMC4/3U Ie=315A та підключення запроєктованої КЛ-0,38кВ до автоматичного вимикача Л-1 Іс.ш. ЗТП-611;

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,38 кВ від комірки №5 РП-0,4кВ ЗТП-6/0,4кВ №611 до РЩ-0,38кВ ж/б Бериславське шосе 12 на кабель марки АПвБШп-4х185;

- заміна існуючого комутаційного апарату для Л-9 на автоматичний вимикач FMC4/3U Ie=315A та підключення запроєктованої КЛ-0,38кВ до автоматичного вимикача Л-9 Іс.ш. ЗТП-611;

- підключити запроєктовані КЛ-0,38кВ до існ. РЩ-0,38кВ ж/б Бериславське шосе, 12.

Згідно протоколу режимних вимірів від 16.12.2020 року I max=175A, після реконструкції існуючого кабеля на кабель АПвБШп 4х185 I доп.=324A.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажується/переоснащується	Допустимий струм, Iдоп., А	Струм навантаження, Iнав., А	Обсяг проектних робіт
5.4.	Реконструкція двох КЛ 0,4 кВ ТП-611 – ж/б Бериславське шосе, 12 у м.Херсон	272,6	1989	0,1+0,09	ААШВ 3х120	248	175	АПвБШп-4х185; L=0,19км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускнуої здатності лінії дорівнює

$$D = D_{150} - D_{120}$$

$$D_{185} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 385 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 751496,22$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 295 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 =$$

$$575821,78 \text{ грн}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U, \text{ де}$$

I max.- допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

T max. = 6 год. · 365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D = 751496,22 - 575821,78 = 175674,44 \text{ (з ПДВ)}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати

$$B = B_{\text{лік}} + B_{\text{втр}} \text{ де}$$

B лік. – зменшення витрат на ліквідацію відключень

B втр – зменшення вартості витрат електроенергії

Зменшення вартості витрат електроенергії B втр згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням витрат на відповідний тариф.

$$B_{\text{втр}} = W \cdot C_{\text{вх.}}, \text{ де}$$

W – витрати електроенергії,

C вх.- покупний тариф

Втрати електроенергії приймаються на підставі розрахунків режимів роботи мережі. У середньому, за власними розрахунками Компанії, зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 0,4 кВ дорівнюють 1585кВт год. в місяць

$$V_{\text{втрат}} = W \cdot C_{\text{вх}} = 1585 \cdot 12 \cdot 1,4 = 26628 \text{ грн.}$$

У середньому, ліквідація одного відключення КЛ 0,4 кВ 8 годин.

1 година відключення дорівнює 180 кВт.

$$180 \cdot 8 = 1440 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,4 грн/кВт г.

$$V_{\text{лік.}} = 1,4 \cdot 1440 = 2016 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 0,19 км КЛ 0,4 кВ становить

$$V = V_{\text{лік}} + V_{\text{втрат}} = 2016 + 26628 = 28644 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$E_{\text{заг.}} = D + V = 175674,44 + 28644 = 204318,44 \text{ грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг.}} / E_{\text{заг.}} = 272,60 / 204,32 = 1,3 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
175,674	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
272,60	0,00	204,32	1,3

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 144.48 тис. грн (без ПДВ).

5.5. Реконструкція двох КЛ 0,4 кВ ТП-611 – ж/б Бериславське шосе,12а у м.Херсон

КЛ 0,4 кВ ТП-611 – ж/б Бериславське шосе,12а у м.Херсон живить житловий будинок. Кількість споживачів - 174.

КЛ 0,4 кВ ТП-611 – ж/б Бериславське шосе,12а інв.№017276 прокладені кабелем типу ААШВ 3х120 довжиною 0,12 км та 0,10 км в 1989 році.

Згідно з дефектним актом, протоколу вимірів [№2110/2 від 23.10.2020р.](#) та [№2310 від 23.10.2020р](#) КЛ налічує 7 з'єднувальних муфт. Оболонка пошкоджена в результаті корозії. Одна нитка пошкоджена. КЛ відпрацювала термін експлуатації. Виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. КЛ прокладені між тротуарами та на земельній ділянці, впорядкованій,згідно

правил благоустрою, власникам прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень(SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проектно-кошторисну документацію, ”Реконструкція двох КЛ 0,4кВ ТП-611—ж/б Бериславське шосе, 12а у м. Херсон” на суму 349,68 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,38кВ від комірки №1 РП-0,4 кВ ЗТП-6/0,4кВ №611 до РЩ-0,38кВ ж/б Бериславське шосе 12а на кабель марки АПвБбШп-4х185;

- заміна існуючого комутаційного апарату для Л-4 на автоматичний вимикач FMC4/3U Ie=315A та підключення запроєктованої КЛ-0,38кВ до автоматичного вимикача Л-4 Іс.ш. ЗТП-611;

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,38 кВ від комірки №7 РП-0,4кВ ЗТП-6/0,4кВ №611 до РЩ-0,38кВ ж/б Бериславське шосе 12а на кабель марки АПвБбШп-4х185;

- заміна існуючого комутаційного апарату для Л-14 на автоматичний вимикач FMC4/3U Ie=315A та підключення запроєктованої КЛ-0,38кВ до автоматичного вимикача Л-14 Іс.ш. ЗТП-611;

- підключити запроєктовані КЛ-0,38кВ до існ. РЩ-0,38кВ ж/б Бериславське шосе, 12а.

Згідно протоколу режимних вимірів від 16.12.2020 року $I_{max}=171A$, після реконструкції існуючого кабелю на кабель АПвБбШп 4х185 I доп.=324А.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажується/перезнащується	Допустимий струм, I доп., А	Струм навантаження, I нав., А	Обсяг проектних робіт
5.5.	Реконструкція двох КЛ 0,4кВ ТП-611 – ж/б Бериславське шосе, 12а у м.Херсон	349,68	1989	0,12+0,1	ААШВ 3х120	248	171	АпвБбШп-4х185; L=0,22км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності лінії дорівнює

$$D = D_{185} - D_{120}$$

$$D_{185} = P_{max} \cdot T_{max} \cdot C = 385 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 751496,22 \text{ грн}$$

$$D_{120} = P_{max} \cdot T_{max} \cdot C = 295 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 575821,78 \text{ грн}$$

де

$$P_{max} = I_{max} \cdot U, \text{ де}$$

I max.- допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

T max. = 6 год. · 365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$Д = 751496,22 - 575821,78 = 175674,44 \text{ (з ПДВ)}$$

Заміна кабеля 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати

$$В = В_{лік} + В_{втрат}, \text{ де}$$

В_{лік.} – зменшення витрат на ліквідацію відключень

В_{втрат} – зменшення вартості витрат електроенергії

Зменшення вартості витрат електроенергії В_{втрат} згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням витрат на відповідний тариф.

$$В_{втрат} = W \cdot Ц_{вх.}, \text{ де}$$

W – витрати електроенергії,

Ц_{вх.} - покупний тариф

Витрати електроенергії приймаються на підставі розрахунків режимів роботи мережі. У середньому, за власними розрахунками Компанії, зменшення витрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 0,4 кВ дорівнюють 1585кВт год. в місяць

$$В_{втрат} = W \cdot Ц_{вх.} = 1585 \cdot 12 \cdot 1,4 = 26628 \text{ грн.}$$

У середньому, ліквідація одного відключення КЛ 0,4 кВ 8 годин.

1 година відключення дорівнює 180 кВт.

$$180 \cdot 8 = 1440 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,4 грн/кВт г.

$$В_{лік.} = 1,4 \cdot 1440 = 2016 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 0,22км КЛ 0,4 кВ становить

$$В = В_{лік} + В_{втрат} = 2016 + 26628 = 28644 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$Е_{заг.} = Д + В = 175674,44 + 28644 = 204318,44 \text{ грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$Т_{ок.} = К_{заг.} / Е_{заг.} = 349,68 / 204,32 = 1,7 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості витрат електроенергії
175,674	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
349,68	0,00	204,32	1,7

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 185.33 тис. грн (без ПДВ).

5.6. Реконструкція двох КЛ 0,4 кВ ТП-453 – ж/б І.Куліка,29 к.я.1 у м.Херсон

КЛ 0,4 кВ ТП-453 – ж/б І.Куліка,29 к.я.1 у м.Херсон живить житловий будинок. Кількість споживачів - 355.

КЛ 0,4 кВ ТП-453 – ж/б І.Куліка,29 к.я.1 інв.№015817 прокладені кабелем типу ААБ 3х120 довжиною 2х0,09 км в 1976 році.

Згідно з дефектним актом, протоколу вимірів [№2710/1 від 27.10.2020р.](#) та [№0411/1 від 04.11.2020р](#) за останні 10 років на КЛ 0,4 кВ ТП-453 – ж/б І.Куліка,29 к.я.1 було 6 технологічних порушень. КЛ налічує 6 з'єднувальних муфти. Усі резервні нитки пошкоджені. Житловий будинок без резервування. КЛ відпрацювали термін експлуатації. Виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. КЛ прокладені між на земельній ділянці під тротуарами та земельною ділянкою, впорядкованій, згідно правил благоустрою, власникам прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проектно-кошторисну документацію, ”Реконструкція КЛ 0,4кВ ТП-453—ж/б І.Куліка,29 к.я.1 у м. Херсон” на суму 401,79 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від автоматичного вимикача Л-5 РП-0,4 кВ ЗТП-10/0,4кВ №453 до КЯ-0,38кВ №1 (шафа 1) ж/б по вул. І.Куліка, 29 на кабель марки АПвБбШп-4х185;
- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від автоматичного вимикача Л-13 РП-0,4 кВ ЗТП-10/0,4кВ №453 до КЯ-0,38кВ №1 (шафа 2) ж/б по вул. І.Куліка, 29 на кабель марки АПвБбШп-4х185;
- реконструкція РП-0,4 кВ ЗТП-10/0,4 кВ №453 з заміною комутаційних апаратів Л-5 та Л-13 на автоматичні вимикачі FMC4/3U (Ie=315 A);
- заміна кабельних ящиків на шафи розподільні типу СК-5.

Згідно протоколу режимних вимірів від 17.06.2020 року I max=98А, після реконструкції існуючого кабелю на кабель АПвБбШп 4х185 I доп.=324А.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажується/ переоснащується	Допустимий струм, I доп., А	Струм навантаження, I нав. , А	Обсяг проектних робіт
5.6.	Реконструкція двох КЛ 0,4кВ ТП-453 – ж/б І.Куліка,29 к.я.1 у м.Херсон	401,79	1976	2х0,09	ААБ 3х120	248	98	АПвБбШп-4х185; L=0,18км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускнуої здатності лінії дорівнює

$$D = D_{185} - D_{120}$$

$$Д 185 = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot Ц = 385 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 751496,22 \text{ грн}$$

$$Д 120 = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot Ц = 295 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 575821,78 \text{ грн}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} \cdot 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$Д = 751496,22 - 575821,78 = 175674,44 \text{ (з ПДВ)}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати

$$В = В_{\text{лік}} + В_{\text{втр}} \text{ де}$$

$В_{\text{лік}}$ - зменшення витрат на ліквідацію відключень

$В_{\text{втр}}$ - зменшення вартості втрат електроенергії

Зменшення вартості втрат електроенергії $В_{\text{втр}}$ згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням втрат на відповідний тариф.

$$В_{\text{втр}} = W \cdot Ц_{\text{вх.}}, \text{ де}$$

W - втрати електроенергії,

$Ц_{\text{вх.}}$ - покупний тариф

Втрати електроенергії приймаються на підставі розрахунків режимів роботи мережі. У середньому, за власними розрахунками Компанії, зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 0,4 кВ дорівнюють 1585 кВт год. в місяць

$$В_{\text{втр}} = W \cdot Ц_{\text{вх.}} = 1585 \cdot 12 \cdot 1,4 = 26628 \text{ грн.}$$

У середньому, ліквідація одного відключення КЛ 0,4 кВ 8 годин.

1 година відключення дорівнює 180 кВт.

$$180 \cdot 8 = 1440 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,4 грн/кВт г.

$$В_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 1440 = 2016 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 0,18 км КЛ 0,4 кВ становить

$$В = В_{\text{лік}} + В_{\text{втр}} = 2016 + 26628 = 28644 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$E_{\text{заг.}} = Д + В = 175674,44 + 28644 = 204318,44 \text{ грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг.}} / E_{\text{заг.}} = 401,79 / 204,32 = 2 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
175,674	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
401,79	0,00	204,32	2

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 207.5 тис. грн (без ПДВ).

5.7. Реконструкція двох КЛ 0,4 кВ ТП-453 – ж/б І.Куліка,29 к.я.2 у м.Херсон

КЛ 0,4 кВ ТП-453 – ж/б І.Куліка,29 к.я.2 у м.Херсон живить житловий будинок. Кількість споживачів - 355.

КЛ 0,4 кВ ТП-453 – ж/б І.Куліка,29 к.я.2 інв.№015817 прокладені кабелем типу ААБ 3х120 довжиною 2х0,09км в 1976 році.

Згідно з дефектним актом, протоколу вимірів №0611/2 від 06.11.2020р. та №0611/3 від 06.11.2020р за останні 10 років на КЛ 0,4 кВ ТП-453 – ж/б І.Куліка,29 к.я.2 було 4 технологічних порушень. КЛ налічує 4 з'єднувальних муфти. Усі резервні нитки пошкоджені. Житловий будинок без резервування. КЛ відпрацювали термін експлуатації. Виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. КЛ прокладені між на земельній ділянці під тротуарами та земельною ділянкою, впорядкованій ,згідно правил благоустрою, власникам прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проектно-кошторисну документацію, “Реконструкція двох КЛ 0,4кВ ТП-453—ж/б І.Куліка,29 к.я.2 у м. Херсон” на суму 371,04 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від автоматичного вимикача Л-7 РП-0,4 кВ ЗТП-10/0,4кВ №453 до КЯ-0,38кВ №2 (шафа 1) ж/б по вул. І.Куліка, 29 на кабель марки АПвБШп-4х185;

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від автоматичного вимикача Л-15 РП-0,4 кВ ЗТП-10/0,4кВ №453 до КЯ-0,38кВ №2 (шафа 2) ж/б по вул. І.Куліка, 29 на кабель марки АПвБШп-4х185;

- реконструкція РП-0,4 кВ ЗТП-10/0,4 кВ №453 з заміною комутаційних апаратів Л-7 та Л-15 на автоматичні вимикачі FMC4/3U (Ie=315 A);

- заміна кабельних ящиків на шафи розподільні типу СК-5.

Згідно протоколу режимних вимірів від 17.06.2020 року I max=97А, після реконструкції існуючого кабелю на кабель АПвБШп 4х185 I доп.=324А.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажується/перевантажується	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
5.7.	Реконструкція двох КЛ 0,4кВ ТП-453 – ж/б І.Куліка, 29 к.я.2 у м.Херсон	371,04	1976	2x0,09	ААБ 3x120	248	97	АпвБШп-4x185; L=0,18км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності лінії дорівнює

$$Д = Д_{185} - Д_{120}$$

$$Д_{185} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot Ц = 385 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 751496,22 \text{ грн}$$

$$Д_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot Ц = 295 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 575821,78 \text{ грн}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U, \text{ де}$$

I_{\max} - допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

$T_{\max} = 6 \text{ год.} \cdot 365 = 2190 \text{ год.}$ (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$Д = 751496,22 - 575821,78 = 175674,44 \text{ (з ПДВ)}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати

$$В = В_{\text{лік}} + В_{\text{втрат}}, \text{ де}$$

$В_{\text{лік}}$ - зменшення витрат на ліквідацію відключень

$В_{\text{втрат}}$ - зменшення вартості витрат електроенергії

Зменшення вартості витрат електроенергії $В_{\text{втрат}}$ згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням витрат на відповідний тариф.

$$В_{\text{втрат}} = W \cdot Ц_{\text{вх.}}, \text{ де}$$

W - втрати електроенергії,

$Ц_{\text{вх.}}$ - покупний тариф

Втрати електроенергії приймаються на підставі розрахунків режимів роботи мережі. У середньому, за власними розрахунками Компанії, зменшення витрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 0,4 кВ дорівнюють 1585 кВт год. в місяць

$$В_{\text{втрат}} = W \cdot Ц_{\text{вх.}} = 1585 \cdot 12 \cdot 1,4 = 26628 \text{ грн.}$$

У середньому, ліквідація одного відключення КЛ 0,4 кВ 8 годин.

1 година відключення дорівнює 180 кВт.

$$180 \cdot 8 = 1440 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,4 грн/кВт г.

$$В_{\text{лік}} = 1,4 \cdot 1440 = 2016 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 0,18км КЛ 0,4 кВ становить

$$В = В_{\text{лік}} + В_{\text{втрат}} = 2016 + 26628 = 28644 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$Е_{\text{заг.}} = Д + В = 175674,44 + 28644 = 204318,44 \text{ грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{ок.} = K_{заг} / E_{заг} = 371040 / 204318,44 = 1,8 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості витрат електроенергії
175,674	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
371,04	0,00	204,318	1,8

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 196.65 тис. грн (без ПДВ).

5.8. Реконструкція двох КЛ 0,4 кВ ТП-518 у м.Херсон

КЛ 0,4 кВ ТП-518 у м.Херсон живить житловий будинок. Кількість споживачів - 476.

КЛ 0,4 кВ ТП-518 інв.№016949 прокладені кабелем типу ААБ 3х185 довжиною 0,34 (0,20 + 0,14) км в 1984 році. нуль виконаний по оболонці КЛ.

Згідно з дефектним актом, протоколу вимірів №1011/1 від [10.11.2020р](#) та №1211/3 від [10.11.2020р](#) за останні 10 років на КЛ 0,4 кВ ТП-518 було 5 технологічних порушень. КЛ знаходиться в незадовільному технічному стані, налічує 5 з'єднувальних муфт. Оболонка пошкоджена в результаті корозії. Лабораторними методами виявити пошкодження неможливо, тому фазна жила використана за нульову. Одна нитка на щитову пошкоджена. Виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. КЛ прокладені між тротуарами та на земельній ділянці, впорядкованій, згідно правил благоустрою, власникам прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проектно-кошторисну документацію, ”Реконструкція двох КЛ 0,4кВ ТП-518 у м. Херсон” на суму 504,23 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція РП-0,4 кВ ЗТП 518 в частині встановлення автоматичних вимикачів необхідної потужності в ком.3 та ком.7;

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від комірки №3 РП-0,4 кВ ЗТП-518 Л-6 до ВРЩ 1 ж/б 200 років Херсону, 37, на кабель марки АпвБбШп-4х240;

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від комірки №7 РП-0,4 кВ ЗТП-518 Л-16 до ВРЩ 2 ж/б 200 років Херсону, 37, на кабель марки АПВБШп-4х240.

Згідно [протоколу режимних вимірів від 16.12.2020 року](#) I max=60А/89А, після реконструкції існуючого кабеля на кабель АПВБШп-4х240 I доп.=401А.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлу- атацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажується/ перевантажується	Допустимий струм, Iдоп., А	Струм наванта- ження, Iнав., А	Обсяг проектних робіт
5.8.	Реконструкція двох КЛ 0,4 кВ ТП-518 у м.Херсон	504,23	1984	0,34 (0,20 + 0,14)	ААБ 3х185	314	60/89	АПВБШп- 4х240; L=0,34км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності лінії дорівнює

$$D = D_{240} - D_{185}$$

$$D_{240} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 420 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 819814,06 \text{ грн}$$

$$D_{185} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 385 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 751496,22 \text{ грн}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U \cdot 1,73 \cdot 0,92, \text{ де}$$

I max.- допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

T max. = 6 год. · 365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D = 819814,06 - 751496,22 = 68317,84 \text{ (з ПДВ)}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати

$$B = B_{\text{лік}} + B_{\text{втрат}}, \text{ де}$$

B лік. – зменшення витрат на ліквідацію відключень

B втрат – зменшення вартості втрат електроенергії

Зменшення вартості втрат електроенергії B втрат згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням втрат на відповідний тариф.

$$B_{\text{втрат}} = W \cdot C_{\text{вх.}}, \text{ де}$$

W – втрати електроенергії,

C вх.- покупний тариф

Втрати електроенергії приймаються на підставі розрахунків режимів роботи мережі. У середньому, за власними розрахунками Компанії, зменшення втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 0,4 кВ дорівнюють 1585кВт год. в місяць

$$B_{\text{втрат}} = W \cdot C_{\text{вх.}} = 1585 \cdot 12 \cdot 1,4 = 26628 \text{ грн.}$$

У середньому, ліквідація одного відключення КЛ 0,4 кВ 8 годин.

1 година відключення дорівнює 180 кВт.

$$180 \cdot 8 = 1440 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,4 грн/кВт г.

$$B_{\text{лік.}} = 1,4 \cdot 1440 = 2016 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 0,34км КЛ 0,4 кВ становить

$$B = B_{\text{Влік}} + B_{\text{втрат}} = 2016 + 26628 = 28644 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$E_{\text{заг.}} = D + B = 68317,84 + 28644 = 96961,84 \text{ грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг.}} / E_{\text{заг.}} = 504230 / 96961,84 = 5,2 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
68,318	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
504,23	0,00	96,961	5,2

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 267.24 тис. грн (без ПДВ).

5.9. Реконструкція чотирьох КЛ 0,4 кВ ТП-510 у м.Херсон

КЛ-0,4 кВ від ТП-510 у м.Херсон живить 214 побутових споживачів.

КЛ-0,4кВ ТП-510 у м.Херсон (інв.№016260) прокладена кабелем типу ААШВ 3х185 довжиною 2х0,12 та 2х0,07 км в 1981 році.

Згідно з дефектним актом, протоколу вимірів №1811/2 від 18.11.2020р., №1611/3 від 16.11.2020р., №1611/2 від 16.11.2020р. та №1811/1 від 18.11.2020р за останні 10 років на КЛ-0,4 кВ від ТП-510 було 6 технологічних порушень. КЛ знаходяться в незадовільному технічному стані, налічує 6 з'єднувальних муфт. Усі резервні нитки пошкоджені. Житловий будинок без резервування. КЛ відпрацювали термін експлуатації. Виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. КЛ прокладені між на земельній ділянці під тротуарами та земельною ділянкою, впорядкованій, згідно правил благоустрою, власникам прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проектно-кошторисну документацію,

”Реконструкція чотирьох КЛ 0,4кВ ТП-510 у м. Херсон” на суму 1053,31 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція існуючої кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від комутаційного апарату Л-3 в РП-0,4кВ ЗТП-10/0,4кВ №510 до РЩ-2 ж/б по вул. Покришева, 14а на кабель марки АПвБбШп — 4х185;

- реконструкція РП-0,4кВ ЗТП-10/0,4кВ №510 у частині заміни існуючого комутаційного апарату в ком.№1 КЛ-3;

- реконструкція існуючої кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від комутаційного апарату Л-10 в РП-0,4кВ ЗТП-10/0,4кВ №510 до РЩ-2 ж/б по вул. Покришева, 14а на кабель марки АПвБбШп — 4х185;

- реконструкція РП-0,4кВ ЗТП-10/0,4кВ №510 у частині заміни існуючого комутаційного апарату в ком.№5 КЛ-10;

- реконструкція існуючої кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від комутаційного апарату Л-1 в РП-0,4кВ ЗТП-10/0,4кВ №510 до РЩ-1 ж/б по вул. Покришева, 14а на кабель марки АПвБбШп — 4х185;

- реконструкція РП-0,4кВ ЗТП-10/0,4кВ №510 у частині заміни існуючого комутаційного апарату в ком.№1 КЛ-1;

- реконструкція існуючої кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від комутаційного апарату Л-12 в РП-0,4кВ ЗТП-10/0,4кВ №510 до РЩ-1 ж/б по вул. Покришева, 14а на кабель марки АПвБбШп — 4х185;

- реконструкція РП-0,4кВ ЗТП-10/0,4кВ №510 у частині заміни існуючого комутаційного апарату в ком.№5 КЛ-12.

Згідно протоколу режимних вимірів від 16.12.2020 року $I_{\max}=92\text{А}$ та [протоколу режимних вимірів від 19.12.2018 року](#) $I_{\max}=145\text{А}$, після реконструкції існуючого кабеля на кабель АПвБбШп-4х185 $I_{\text{доп.}}=324\text{А}$

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажується/перевантажується	Допустимий струм, $I_{\text{доп.}}$, А	Струм навантаження, $I_{\text{нав.}}$, А	Обсяг проектних робіт
5.9.	Реконструкція чотирьох КЛ 0,4 кВ ТП-510 у м.Херсон	1053,31	1981	2х0,12 та 2х0,07	ААШВ 3х185	314	92/145	АПвБбШп-4х185, L=0,38км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності лінії дорівнює:

$$D = D_{240} - D_{185}$$

$$D_{185} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 385 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 751496,22 \text{ грн}$$

$$D_{240} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 420 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 819814,06 \text{ грн}$$

$$D = 819814,06 - 751496,22 = 68317,84 \text{ грн}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати

$$B = B_{\text{лік}} + B_{\text{втр.}}$$

де

$B_{\text{лік}}$ – зменшення витрат на ліквідацію відключень

$B_{\text{втр.}}$ – зменшення вартості витрат електроенергії.

Влік, грн	Ввтрат, грн	В, грн
2016,00	26628,00	28644,00

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 0,38 км КЛ 0,4 кВ становить 28 644 грн.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу:

$$E_{заг.} = D + B = 68317,84 + 28\,644 = 96961,84 \text{ грн.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
68,318	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
1053,31	0,00	96,96	10,9

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 558.47 тис. грн (без ПДВ).

5.10. Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-532 – ж/б просп. Сенявіна,146 у м.Херсон

КЛ 0,4 кВ ТП-532 – ж/б просп. Сенявіна,146 у м.Херсон живить житловий будинок. Кількість споживачів - 121.

КЛ 0,4 кВ ТП-532 – ж/б просп. Сенявіна,146 інв.№017197 прокладені кабелем типу ААШВ 3х150 довжиною 0,27 км в 1990 році.

Згідно з дефектним актом та протоколу вимірів №2011/2 від 20.11.2020р за останні 10 років на КЛ 0,4 кВ ТП-532 – ж/б просп. Сенявіна,146 було 8 технологічних порушень. КЛ налічує 8 з'єднувальних муфт. Одна нитка пошкоджена, відновленню не підлягає. Житловий будинок без резервування. КЛ відпрацювали термін експлуатації. Виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. КЛ прокладені між будинками на земельній ділянці під тротуарами та земельною ділянкою, впорядкованою, згідно правил благоустрою, власникам прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилючити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення

індексу тривалості відключень(SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проектно-кошторисну документацію, ”Реконструкція КЛ 0,4кВ ТП-532—ж/б просп. Сенявіна,146 у м. Херсон” на суму 488,22 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від комірки №8 РП-0,4 кВ ЗТП-10/0,4 кВ №532 до РЩ ж/б пр. Сенявіна 146 на кабель марки АПВБШп-4х185;

- реконструкція РП-0,4 кВ ЗТП-10/0,4 кВ №532 з встановленням автоматичний вимикач необхідної потужності в комірку 8.

Згідно протоколу режимних вимірів від 16.06.2021 року $I_{\max}=125\text{А}$, після реконструкції існуючого кабеля на кабель АПВБШп-4х185 $I_{\text{доп.}}=324\text{А}$.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажується/переоснащується	Допустимий струм, Iдоп., А	Струм навантаження, Iнав., А	Обсяг проектних робіт
5.10.	Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-532 – ж/б просп. Сенявіна,146 у м.Херсон	488,22	1990	0,27	ААШВ 3х150	281	125	АПВБШп-4х185; L=0,27км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності лінії дорівнює

$$D = D_{185} - D_{150}$$

$$D_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 335 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 653899,31 \text{ грн}$$

$$D_{185} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 385 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 750341,22 \text{ грн}$$

де

$$P_{\max} = I_{\max} \cdot U, \text{ де}$$

I_{\max} .- допустимий тривалий струм для проводу (згідно ПУЕ);

T_{\max} . = 6 год. · 365 = 2190 год. (період максимального навантаження приймається вранці з 7 по 10 годину та увечері з 19 по 22 годину).

$$D = 750341,22 - 653899,31 = 97596,91 \text{ (з ПДВ)}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати

$$B = B_{\text{лік}} + B_{\text{втр.}}, \text{ де}$$

$B_{\text{лік}}$. – зменшення витрат на ліквідацію відключень

$B_{\text{втр.}}$ – зменшення вартості витрат електроенергії

Зменшення вартості витрат електроенергії $B_{\text{втр.}}$ згідно ГКД 340.000.002-97 визначається множенням витрат на відповідний тариф.

$$B_{\text{втр.}} = W \cdot C_{\text{вх.}}, \text{ де}$$

W – втрати електроенергії,

$C_{\text{вх.}}$.- покупной тариф

Втрати електроенергії приймаються на підставі розрахунків режимів роботи мережі. У середньому, за власними розрахунками Компанії, зменшення

втрат електроенергії за рахунок збільшення перетину кабелю, оптимізації довжини КЛ 0,4 кВ дорівнюють 1585кВт год. в місяць

$$V_{\text{втрат}} = W \cdot C_{\text{вх}} = 1585 \cdot 12 \cdot 1,4 = 26628 \text{ грн.}$$

У середньому, ліквідація одного відключення КЛ 0,4 кВ 8 годин.

1 година відключення дорівнює 180 кВт.

$$180 \cdot 8 = 1440 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,4 грн/кВт г.

$$V_{\text{лік.}} = 1,4 \cdot 1440 = 2016 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 0,27км КЛ 0,4 кВ становить

$$V = V_{\text{лік}} + V_{\text{втрат}} = 2016 + 26628 = 28644 \text{ грн.}$$

Сукупний економічний ефект

$$E_{\text{заг.}} = D + V = 97596,91 + 28644 = 126240,91 \text{ грн.}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{\text{ок.}} = K_{\text{заг.}} / E_{\text{заг.}} = 488220 / 126240,91 = 3,9 \text{ р.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
97,597	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
488,22	0,00	126,24	3,9

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 258.76 тис. грн (без ПДВ).

5.11. Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-44 – ПЛ-0.4кВ вул. 9-го Січня у м.Херсон

КЛ-0,4 кВ ТП-44 до ПЛ-0.4кВ вул. 9-го Січня у м.Херсон (інв.№016007) прокладена кабелем типу АВВГ 4x150 довжиною 0,13 км в 1960 році. КЛ налічує 3 з'єднувальні муфти.

Згідно з [дефектним актом](#) та [протоколу вимірів №2511/3 від 25.11.2020р.](#) оболонка пошкоджена в результаті корозії. КЛ відпрацювала термін експлуатації. Виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. Лінія пошкоджена та на даний момент відключена. КЛ прокладена між тротуарами та на земельній ділянці, впорядкованій, згідно правил благоустрою, власникам прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю

є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проектно-кошторисну документацію, ”Реконструкція КЛ 0,4кВ ТП-44—ПЛ-0.4кВ вул.9-го Січня у м. Херсон” на суму 289,33 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- будівництво КЛ-0,4кВ від ТП-44 до проекрованої опори №1 встановленої на розі вул. 9 Січня та пров. Спартаківський кабелем АПвБШп 4х150;

- будівництво ПЛ-0,4кВ від проекрованої опори №1 до існ. оп. №5 (тимчасово Л-7 ЗТП-374), з перепідключенням існуючої лінії (тимчасово Л-7 ЗТП-№374) до ПЛІ, що проектується;

- реконструкція РП-0,4 кВ ЗТП-10/0,4кВ №67, а саме заміна комутаційного апарату Л-2 в комірці №1.

Згідно протоколу режимних вимірів від 19.12.2018 року $I_{\max}=296\text{А}$, в після реконструкції існуючого кабеля на кабель АПвБШп-4х150 $I_{\text{доп.}}=288\text{А}$.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажується/перевантажується	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
5.11.	Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-44 – ПЛ-0.4кВ вул. 9-го Січня у м.Херсон	289,33	1960	0,13	АВВГ 4х150	254	296	АПвБШп 4х150, L=0,117км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності лінії дорівнює:

$$D = D_{150} - D_{70}$$

$$D_{70} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 210 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 409907,03 \text{ грн}$$

$$D_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 335 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 653899,31$$

грн

$$D = 653899,31 - 409907,03 = 243992,28 \text{ грн}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати:

$$B = B_{\text{лік}} + B_{\text{втрат}}$$

де, $B_{\text{лік}}$ – зменшення витрат на ліквідацію відключень

$B_{\text{втрат}}$ – зменшення вартості витрат електроенергії.

Влік, грн	Ввтрат, грн	B, грн
2016,00	26628,00	28644,00

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 0,13 км КЛ 0,4 кВ становить 28 644 грн.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу:

$$E_{заг} = Д + В = 243992,28 + 28\ 644 = 272636,28 \text{ грн.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості витрат електроенергії
243,992	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
289,33	0,00	272,64	1,1

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 153.35 тис. грн (без ПДВ).

5.12. Реконструкція чотирьох КЛ 0,4 кВ від ТП-5 у м.Херсоні

КЛ-0,4 кВ від ТП-5 у м.Херсон живить 392 споживача.

КЛ-0,4 кВ ТП-5 у м.Херсон (інв.№015968) прокладена кабелем типу СБ 3х35+1х16 довжиною 0,38 км в 1953 році.

Згідно з дефектним актом та протоколів вимірів №2711/2 від 27.11.2020р., №2711/1 від 27.11.2020р., №0212/3 від 02.12.2020р., №0212/2 від 02.12.2020р. виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. КЛ знаходяться в незадовільному технічному стані, налічують 9 з'єднувальних муфт. КЛ відпрацювали термін експлуатації. За останні 10 років на КЛ-0,4 кВ від ТП-5 було 9 технологічних порушень. КЛ прокладені між тротуарами та на земельній ділянці, впорядкованій, згідно правил благоустрою, власникам прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проектно-кошторисну документацію, ”Реконструкція чотирьох КЛ 0,4кВ від ТП-5 у м. Херсоні” на суму 833,23 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- Встановлення розподільних шаф типу СК 3 біля ж/б пл. Свободи, буд.2, пл. Свободи, буд.4, пл. Свободи, буд.6, пл. Свободи, буд.8.

- Реконструкція РП-0,4 кВ ЗТП 5 з заміною рубильників Л-4 та Л-6 в ком.

2 на автоматичні вимикачі необхідної потужності;

- Реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від комірки №2 РП-0,4кВ ЗТП 5 Л-4 до СК 3 біля ж/б пл. Свободи буд.2 на кабель марки АПвБбШп — 4x150;

- Реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від комірки №2 РП-0,4кВ ЗТП 5 Л-6 до СК 3 біля ж/б пл. Свободи буд.4 на кабель марки АПвБбШп — 4x150;

- Реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від СК 3 біля ж/б пл. Свободи буд.4 до СК 3 біля ж/б пл. Свободи буд.6 на кабель марки АПвБбШп — 4x150;

- Реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від СК 3 біля ж/б пл. Свободи буд.6 до СК 3 біля ж/б пл. Свободи буд.8 на кабель марки АПвБбШп — 4x150.

Згідно [протоколу режимних вимірів від 16.12.2020](#) по Л-4 I max=93А, від 19.12.2018 року по Л-6 I max=76А, після реконструкції існуючого кабеля на кабель АПвБбШп-4x150 I доп.=288А.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажується/переоснащується	Допустимий струм, Iдоп., А	Струм навантаження, Iнав., А	Обсяг проектних робіт
5.12.	Реконструкція чотирьох КЛ 0,4 кВ від ТП-5 у м.Херсоні	833,23	1953	0,38	СБ 3x35+1x16	163	93/76	АПвБбШп-4x150, L=0,38км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності лінії дорівнює:

$$D = D_{150} - D_{35}$$

$$D_{35} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 140 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 273271,35 \text{ грн}$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 295 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 653899,31 \text{ грн}$$

$$D = 653899,31 - 273271,35 = 380627,96 \text{ грн}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати:

$$B = B_{\text{лік}} + B_{\text{втрат}}$$

де, B лік. – зменшення витрат на ліквідацію відключень

B втрат – зменшення вартості втрат електроенергії.

Влік, грн	Ввтрат, грн	B, грн
2016,00	26628,00	28644,00

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 0,38 км КЛ 0,4 кВ становить 28 644 грн.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу:

$$\text{Езаг} = \text{Д} + \text{В} = 380627,96 + 28\ 644 = 409271,96 \text{ грн.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості витрат електроенергії
380,628	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
833,23	0,00	409,27	2

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 441.62 тис. грн (без ПДВ).

5.13. Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-150 – Дитсадок у м.Херсон

КЛ-0,4 кВ ТП-150 до Дитсадку у м.Херсон (інв.№016051) прокладена кабелем типу АСБ 3х50 довжиною 0,24 км в 1962 році.

Згідно з дефектним актом та протоколу вимірів [№0412/1 від 04.12.2020р](#) КЛ знаходиться в незадовільному технічному стані, налічує 5 з'єднувальних муфт. За останні 10 років на КЛ-0,4 кВ ТП-150 до Дитсадку було 5 технологічних порушень. КЛ відпрацювала термін експлуатації. Виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. КЛ прокладені між на земельній ділянці під тротуарами та земельною ділянкою, впорядкованій, згідно правил благоустрою, власникам прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень(SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проектно-кошторисну документацію, "Реконструкція КЛ 0,4кВ ТП-150—Дитсадок у м.Херсон" на суму 380,90 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від комутаційного апарату, встановленого в РП-0,4 кВ КТП-10/0,4 кВ №150 до існуючого РП-0,4кВ дитсадка на кабель марки АПВБШп — 4х95;

- встановлення комутаційного апарату в РП-0,4 кВ КТП-10/0,4 кВ №150.

Згідно протоколу режимних вимірів від 16.12.2020 по Л-2 I max=88А, , після реконструкції існуючого кабеля на кабель АПВБШп-4х95 I доп.=153А.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажується/переоснащується	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
5.13.	Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-150 – Дитсадок у м.Херсон	380.9	1962	0.24	АСБ 3х50	153	88	АпвБШп-4х95, L=0,24км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності лінії дорівнює:

$$D = D_{95} - D_{50}$$

$$D_{50} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 175 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 341589,19 \text{ грн}$$

$$D_{95} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 295 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 497744,25 \text{ грн}$$

$$D = 497744,25 - 341589,19 = 156155,06 \text{ грн}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати:

$$V = V_{\text{лік}} + V_{\text{втрат}}$$

де, $V_{\text{лік}}$ – зменшення витрат на ліквідацію відключень

$V_{\text{втрат}}$ – зменшення вартості втрат електроенергії.

$V_{\text{лік}}$, грн	$V_{\text{втрат}}$, грн	V , грн
2016,00	26628,00	28644,00

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 0,24 км КЛ 0,4 кВ становить 28 644 грн.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу:

$$E_{\text{заг}} = D + V = 156155,06 + 28\ 644 = 184799,06 \text{ грн.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
156,155	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
380,90	0,00	184,8	2,1

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 201.88 тис. грн (без ПДВ).

5.14. Реконструкція двох КЛ 0,4 кВ ТП-248 – ж/б Залаегерсег,5 у м.Херсон

КЛ-0,4 кВ ТП-248 до ж/б Залаегерсег, 5 (інв.№016097) прокладена кабелем типу ААБ 3х120 довжиною 2х0,40 км в 1981 році.

Згідно з дефектним актом, протоколу вимірів [№0812/1 від 08.12.2020р.](#) та [№0912/1 від 09.12.2020р](#) КЛ знаходяться в незадовільному технічному стані, налічує 9 з'єднувальних муфт. За останні 10 років на КЛ-0,4 кВ ТП-248 до ж/б Залаегерсег, 5 було 9 технологічних порушень. Одна нитка пошкоджена. Житловий будинок без резервування. На другій нитці пошкоджена нульова оболонка, лабораторними методами визначити місце пошкодження неможливо. КЛ відпрацювали термін експлуатації. Виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. КЛ прокладені між на земельній ділянці під тротуарами та земельною ділянкою, впорядкованій ,згідно правил благоустрою, власникам прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проектно-кошторисну документацію, ”Реконструкція двох КЛ 0,4кВ ТП-248—ж/б Залаегерсег,5 у м. Херсон” на суму 966,05 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від комірки №1 РП-0,4 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №248 до РЩ ж/б Залаегерсег 5 на кабель марки АПВБШп — 4х185;

- реконструкція РП-0,4 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №248 з заміною рубильника Л-3 на автоматичний вимикач необхідної потужності;

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від комірки №4 РП-0,4 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №248 до РЩ ж/б Залаегерсег 5 на кабель марки АПВБШп — 4х185;

- реконструкція РП-0,4 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №248 з заміною рубильника Л-10 на автоматичний вимикач необхідної потужності.

Згідно протоколу режимних вимірів від 18.12.2019 по Л-3 I max=82А, від 16.06.2021 року по Л-10 I max=89А, після реконструкції існуючого кабеля на кабель АПВБШп-4х185 I доп.=324А.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажується/переоснащується	Допустимий струм, Iдоп., А	Струм навантаження, Iнав. , А	Обсяг проектних робіт
5.14.	Реконструкція двох КЛ 0,4 кВ ТП-248 – ж/б Залаегерсег,5 у м.Херсон	966,05	1981	2х0,40	ААБ 3х120	248	82/89	АПВБШп-4х185, L=0,81км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускнуої здатності лінії дорівнює:

$$D = D_{185} - D_{120}$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 295 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 575\,821,78 \text{ грн}$$

$$D_{185} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 385 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 751\,496,22 \text{ грн}$$

$$D = 751\,496,22 - 575\,821,78 = 175\,674,45 \text{ грн}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт
Таким чином, загальні витрати:

$$B = B_{\text{лік}} + B_{\text{втрат}}$$

де, $B_{\text{лік}}$ – зменшення витрат на ліквідацію відключень
 $B_{\text{втрат}}$ – зменшення вартості втрат електроенергії.

Влік, грн	Ввтрат, грн	B, грн
2016,00	26628,00	28644,00

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції КЛ 0,4 кВ становить 28 644 грн.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу:
 $E_{\text{заг}} = D + B = 175\,674,45 + 28\,644 = 204\,318,45 \text{ грн.}$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
175,674	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
966,05	0,00	204,32	4,7

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 512.01 тис. грн (без ПДВ).

5.15. Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-814 – ж/б Будівельників, 14 м.Херсон

КЛ-0,4 кВ ТП-814 до Будівельників, 14 (інв.№016212) прокладена кабелем типу ААБ 3х120 довжиною 0,21 км в 1972 році.

Згідно з дефектним актом та протоколу вимірів №1112/2 від 11.12.2020р КЛ знаходяться в незадовільному технічному стані, налічує 5 з'єднувальних муфт. За останні 10 років на КЛ-0,4 кВ ТП-814 до Будівельників, 14 було 5 технологічних порушень. КЛ відпрацювала термін експлуатації. Пошкоджена нульова оболонка, лабораторними методами визначити місце пошкодження неможливо, фазна жила використана в якості нульової. Виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. КЛ прокладені між будинками на земельній ділянці під тротуарами та земельною ділянкою, впорядкованою, згідно правил благоустрою, власникам прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень(SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проектно-кошторисну документацію, ”Реконструкція КЛ 0,4кВ ТП-814—ж/б Будівельників, 14 м.Херсон” на суму 361,96 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від комутаційного апарату Л-8 в РП-0,4 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №814 до встановленого СК-3-0,4 кВ ж/б по вул. Будівельників, 14 на кабель марки АПВББШп-4х185;
- реконструкція РП-0,4 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №814 у частині заміни існуючого рубильника на автоматичний вимикач в ком.№3 для КЛ-8;
- встановлення щита силового СК-3-0,4 кВ на зовнішній стіні ж/б по вул. Будівельників, 14.

Згідно протоколу режимних вимірів від 18.12.2019 року I max=75А, після реконструкції існуючого кабелю на кабель АПВББШп-4х185 I доп.=324А.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажуються/переоснащуються	Допустимий струм, Iдоп., А	Струм навантаження, Iнав., А	Обсяг проектних робіт
5.15.	Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-814 – ж/б Будівельників, 14 м.Херсон	361,96	1972	0,21	ААБ 3х120	248	75	АПВББШп-4х185; L=0,21км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності лінії дорівнює:

$$D = D_{185} - D_{120}$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 295 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 575\,821,78 \text{ грн}$$

$$D_{185} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 385 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 751\,496,22 \text{ грн}$$

$$D = 751\,496,22 - 575\,821,78 = 175\,674,45 \text{ грн}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати:

$B = B_{\text{лік}} + B_{\text{втрат}}$,
де, $B_{\text{лік}}$ – зменшення витрат на ліквідацію відключень
 $B_{\text{втрат}}$ – зменшення вартості витрат електроенергії.

Влік, грн	Ввтрат, грн	В, грн
2016,00	26628,00	28644,00

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції КЛ 0,4 кВ становить 28 644 грн.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу:

$$E_{\text{заг}} = D + B = 175\,674,45 + 28\,644 = 204\,318,45 \text{ грн.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості витрат електроенергії
175,674	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
361,96	0,00	204,32	1,8

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 191.84 тис. грн (без ПДВ).

5.16. Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-814 – ж/б Робоча, 209 м.Херсон

КЛ-0,4 кВ ТП-814 до ж/б Робоча, 209 (інв.№016212) прокладена кабелем типу ААБ 3х120 довжиною 0,07 км в 1972 році.

Згідно з дефектним актом та протоколу вимірів №1412/1 від 14.12.2020р КЛ знаходиться в незадовільному технічному стані, налічує 5 з'єднувальних муфт. За останні 10 років на КЛ-0,4 кВ ТП-814 до ж/б Робоча, 209 було 5 технологічних порушень. Оболонка пошкоджена в результаті корозії. Лабораторними методами виявити пошкодження неможливо, тому фазна жила використана за нульову. КЛ відпрацювала термін експлуатації. Виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. КЛ прокладені на земельній ділянці, впорядкованій, згідно правил благоустрою, власникам прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є

неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проектно-кошторисну документацію, ”Реконструкція КЛ 0,4кВ ТП-814—ж/б Робоча, 209 м. Херсон” на суму 165,574 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від комутаційного апарату Л-3 в РП-0,4кВ ТП-6/0,4кВ №814 до встановленого СК-3-0,4 кВ ж/б по вул. Робоча, 209 на кабель марки АПвБШп — 4х150;

- встановлення щита силового СК-3-0,4 кВ на фасаді ж/б по вул. Робоча, 209.

Згідно протоколу режимних вимірів від 16.12.2020 року $I_{\max}=235\text{А}$, після реконструкції існуючого кабеля на кабель АПвБШп-4х150 $I_{\text{доп.}}=288\text{А}$.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажується/переоснащується	Допустимий струм, Доп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
5.16.	Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-814 – ж/б Робоча, 209 м.Херсон	165,574	1972	0.07	ААБ 3х120	248	235	АПвБШп-4х150, L=0,07км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності лінії дорівнює:

$$D = D_{150} - D_{120}$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 295 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 576\,504,38 \text{ грн}$$

$$D_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 335 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 654\,674,47 \text{ грн}$$

$$D = 654\,674,47 - 341\,994,12 = 78\,170,09 \text{ грн}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати:

$$B = B_{\text{лік}} + B_{\text{втрат}}$$

де, $B_{\text{лік}}$ – зменшення витрат на ліквідацію відключень

$B_{\text{втрат}}$ – зменшення вартості втрат електроенергії.

Влік, грн	Ввтрат, грн	В, грн
2016,00	26628,00	28644,00

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 0,07 км КЛ 0,4 кВ становить 28 644 грн.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу:

$$\text{Езаг} = \text{Д} + \text{В} = 78\,170,09 + 28\,644 = 106\,814,09 \text{ грн.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості витрат електроенергії
78,170	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
165,574	0,00	106,81	1,6

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 87.75 тис. грн (без ПДВ).

5.17. Реконструкція двох КЛ 0,4 кВ ТП-580 у м.Херсон

КЛ 0,4 кВ від ТП-580 до к.я. вул. І.Куліка. № 114а, КЛ 0,4 кВ від к.я вул. І.Куліка. № 114а до к.я вул. І.Куліка. № 114, КЛ 0,4 кВ від к.я вул. І.Куліка №114 до к.я вул.Чорноморська №34 у м. Херсон живить 170 споживачів.

КЛ-0,4 кВ ТП-580 (інв.№016178) прокладена кабелем типу ААШВ 3х120, АПВБ 3х50+1х25, ААБ 3х95 довжиною 0,24 (0,14+0,1) км в 1968 році.

Згідно з дефектним актом та протоколів вимірів [№1612/2 від 16.12.2020р.](#), [№1712/2 від 17.12.2020р.](#), [№1712/1 від 17.12.2020р](#) КЛ знаходяться в незадовільному технічному стані, налічують 15 з'єднувальних муфт. За останні 10 років на КЛ 0,4 кВ від ТП-580 було 15 технологічних порушень. Пошкоджена нульова оболонка, лабораторними методами визначити місце пошкодження неможливо. КЛ відпрацювали термін експлуатації. Виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. КЛ прокладені на земельній ділянці під тротуарами та земельною ділянкою, впорядкованій згідно правил благоустрою, власникам прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проєктно-кошторисну документацію, ”Реконструкція двох КЛ 0,4кВ ТП-580 у м. Херсон” на суму 501,99 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від СК-3 (існ.) ж/б по вул. І.Куліка, 114а до СК-3 (проект) ж/б по вул. І.Куліка, 114 у м.Херсон на кабель марки АПвБШп 4х150;

- заміна кабельного ящика на шафу розподільну типу СК-3 на фасаді будівлі ж/б по вул. І.Куліка,114;

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від СК-3 (проект.) ж/б по вул. І.Куліка, 114 до СК-3 (проект.) ж/б по вул. Чорноморська,34 у м. Херсон на кабель марки АПвБШп 4х95;

- заміна кабельного ящика на шафу розподільну типу СК-3 на фасаді будівлі ж/б по вул. Чорноморська, 34.

Згідно [протоколу режимних вимірів від 19.12.2018 року](#) $I_{\max}=151A$, після реконструкції існуючого кабеля на кабель АПвБШп-4х150 $I_{\text{доп.}}=288A$ та АПвБШп-4х95 $I_{\text{доп.}}=223A$.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажується/перевантажується	Допустимий струм, Iдоп., А	Струм навантаження, Iнав., А	Обсяг проектних робіт
5.17	Реконструкція двох КЛ 0,4 кВ ТП-580 у м.Херсон	501,99	1968	0,24 (0,14+0,1)	АПВБЗ*50/ ААБЗ*95	166/219	151	АПвБШп 4х150, L=0,14км/ АПвБШп 4х95, L=0,1км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності лінії дорівнює:

$$D = D_{150} - D_{120}$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 295 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 576\,504,38 \text{ грн}$$

$$D_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 335 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 654\,674,47 \text{ грн}$$

$$D = 654\,674,47 - 576\,504,38 = 78\,170,09 \text{ грн}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати:

$$B = B_{\text{лік}} + B_{\text{втрат}}$$

де, $B_{\text{лік}}$ – зменшення витрат на ліквідацію відключень

$B_{\text{втрат}}$ – зменшення вартості втрат електроенергії.

Влік, грн	Ввтрат, грн	B, грн
2016,00	26628,00	28644,00

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 0,24 км КЛ 0,4 кВ становить 28 644 грн.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу:

$$E_{\text{заг}} = D + B = 78\,170,09 + 28\,644 = 106\,814,09 \text{ грн.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
78,170	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
501,99	0,00	106,81	4,7

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 266.05 тис. грн (без ПДВ).

5.18. Реконструкція п'яти КЛ 0,4 кВ ТП-391 у м.Херсон

КЛ-0,4 кВ ТП-391 у м. Херсон живить 170 споживачів.

КЛ-0,4 кВ від ТП-391 (інв.№016147) прокладена кабелем типу АСБ 3х95+1х16 довжиною 0,44 (0,11+0,06+0,13+0,07+0,07) км в 1964 році.

Згідно з дефектним актом та протоколів вимірів [№1812/01 від 18.12.2020р.](#), [№1812/5 від 18.12.2020р.](#), [№1812/6 від 18.12.2020р.](#), [№1812/4 від 18.12.2020р.](#) виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. За останні 10 років на КЛ-0,4 кВ ТП-391 було 8 технологічних порушень. КЛ знаходяться в незадовільному технічному стані, налічують 8 з'єднувальних муфт. КЛ відпрацювали термін експлуатації. Будинки залишаються без резервування. КЛ прокладені між тротуарами та на земельній ділянці, впорядкованій, згідно правил благоустрою, власникам прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проектно-кошторисну документацію, ”Реконструкція п'яти КЛ 0,4кВ ТП-391 у м . Херсон” на суму 795,80 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- встановлення щита силового СК-3-0,4 кВ на фасаді ж/б по вул. Садова, 9а (2-й під'їзд, К.Я.-1);

- реконструкція існуючої кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від комутаційного апарату КЛ-4 в РП-0,4кВ ЗТП-10/0,4кВ №391 до СК-3-0,4 кВ, що проектується, на ж/б по вул. Садова, 9а (2-й під'їзд, К.Я.-1) на кабель марки АПвББШп — 4х120;

- встановлення щита силового СК-3-0,4 кВ на фасаді ж/б по вул. Садова, 9а (5-й під'їзд, К.Я.-2);

- реконструкція існуючої кабельної лінії КЛ-0,4 кВ від встановленого СК-3-0,4 кВ ж/б по вул. Садова, 9а (2-й під'їзд, К.Я.-1) до встановленого СК-3-0,4 кВ ж/б по вул. Садова, 9а (5-й під'їзд, К.Я.-2) на кабель марки АПВБШп — 4х95;

- встановлення щита силового СК-3-0,4 кВ на фасаді ж/б по пров. Арктичний, 7 (5-й під'їзд, К.Я.-2);

- реконструкція існуючої кабельної лінії КЛ-0,4 кВ від встановленого СК-3-0,4 кВ ж/б по вул. Садова, 9а (2-й під'їзд, К.Я.-2) до встановленого СК-3-0,4 кВ ж/б по пров. Арктичний, 7 (5-й під'їзд, К.Я.-2) на кабель марки АПВБШп — 4х95;

- встановлення щита силового СК-3-0,4 кВ на фасаді ж/б по пров. Арктичний, 7 (2-й під'їзд, К.Я.-1);

- реконструкція існуючої кабельної лінії КЛ-0,4 кВ від встановленого СК-3-0,4 кВ ж/б по пров. Арктичний, 7 (5-й під'їзд, К.Я.-2) до встановленого СК-3-0,4 кВ ж/б по пров. Арктичний, 7 (2-й під'їзд, К.Я.-2) на кабель марки АПВБШп — 4х95;

- реконструкція існуючої кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від комутаційного апарату КЛ-3 в РП-0,4кВ ЗТП-10/0,4кВ №391 до СК-3-0,4 кВ, що проектується, на ж/б по пров. Арктичний, 7 (2-й під'їзд, К.Я.-1) на кабель марки АПВБШп — 4х120.

Згідно [протоколу режимних вимірів від 17.06.2020 року](#) $I_{\max}=119\text{А}$, після реконструкції існуючого кабеля на кабель АПВБШп-4х120 $I_{\text{доп.}}=253\text{А}$ та АПВБШп-4х95 $I_{\text{доп.}}=223\text{А}$.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлу- атацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажується/ переоснащується	Допустимий струм, $I_{\text{доп.}}$, А	Струм наванта- ження, $I_{\text{нав.}}$, А	Обсяг проектних робіт
5.18.	Реконструкція п'яти КЛ 0,4кВ ТП-391 у м.Херсон	795,8	1964	0,44 (0,11+0,06+ 0,13+0,07+0 ,07)	АСБ 3х95+1х16	219	119	АПВБШп — 4х120, L=0,12км/ АПВБШп — 4х120, L=0,06км/ АПВБШп — 4х95, L=0,07км// АПВБШп — 4х95, L=0,13км/ АПВБШп — 4х95, L=0,07км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності лінії дорівнює:

$$D = D_{120} - D_{35}$$

$$D_{35} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 130 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 253\,751,97 \text{ грн}$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 295 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 576\,504,38 \text{ грн}$$

$$D = 576\,504,38 - 253\,751,97 = 322\,752,41 \text{ грн}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати:

$$B = B_{\text{лік}} + B_{\text{втрат}}$$

де, $B_{\text{лік}}$ – зменшення витрат на ліквідацію відключень

$B_{\text{втрат}}$ – зменшення вартості витрат електроенергії.

Влік, грн	Ввтрат, грн	В, грн
2016,00	26628,00	28644,00

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 0,38 км КЛ 0,4 кВ становить 28 644 грн.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу:

$$E_{\text{заг}} = D + B = 322\,752,41 + 28\,644 = 351\,396,41 \text{ грн.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості витрат електроенергії
322,752	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
795,80	0,00	351,4	2,3

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 421.78 тис. грн (без ПДВ).

5.19. Реконструкція трьох КЛ 0,4 кВ від ТП-609 у м.Херсон

КЛ 0,4 кВ від ТП-609 до ж/б вул.Мира, 31, КЛ 0,4 кВ від ТП-609 до ж/б вул.Мира,33, КЛ 0,4 кВ від ж/б вул.Мира,31 до ж/б вул.Мира,33 у м. Херсон живить 210 споживачів.

КЛ-0,4 кВ ТП-609 (інв.№016251) прокладена кабелем типу АСБ 3х95+1х35, АСБ 3х95+1х35, ААБ 3х95 відповідно довжиною 0,33 (0,05+0,15+0,13) км в 1967 році.

Згідно з дефектним актом та протоколів вимірів [№2312/3 від 23.12.2020р](#), [№2312/5 від 23.12.2020р](#), [№2312/2 від 23.12.2020р](#) КЛ знаходяться в незадовільному технічному стані, налічують 17 з'єднувальних муфт. За останні

10 років на КЛ-0,4 кВ ТП-609 було 17 технологічних порушень. Пошкоджена нульова оболонка, лабораторними методами визначити місце пошкодження неможливо. КЛ відпрацювали термін експлуатації. Виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. КЛ прокладені між на земельній ділянці під тротуарами та земельною ділянкою, впорядкованій згідно правил благоустрою, власникам прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проектно-кошторисну документацію, ”Реконструкція КЛ 0,4кВ від ТП-609 у м. Херсон” на суму 476,61 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4кВ від комутаційного апарату Л-3 в РП-0,4 кВ ТП-609 до СК-5 (проект.) ж/б по вул. Мира, 31 у м. Херсон на кабель марки АПвБбШп 4х150;

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від комутаційного апарату Л-4 в РП-0,4 кВ ТП-609 до кабельного ящика (існ.) ж/б по вул. Мира, 33 у м. Херсон на кабель марки АПвБбШп 4х150;

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від СК-5 (проект.) ж/б по вул. Мира, 31 до кабельного ящика (існ.) ж/б по вул. Мира, 33 у м. Херсон на кабель марки АПвБбШп 4х150;

- заміна кабельного ящика на шафу розподільну типу СК-5 на фасаді будівлі ж/б по вул. Мира, 31.

Згідно протоколу режимних вимірів від 19.12.2018 року по Л-4 І_{тах}=47А, Л-3 І_{тах}=80А, після реконструкції існуючого кабелю на кабель АПвБбШп-4х150 І_{доп.}=288А.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлу- атацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажується/ перевантажується	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм наванта- ження, Інав. , А	Обсяг проектних робіт
5.19.	Реконструкція трьох КЛ 0,4 кВ від ТП-609 у м.Херсон	476,61	1967	0,33 (0,05+0,15+ 0,13)	АСБ 3х95+1х35/ АСБ 3х95+1х35/ ААБ 3х95	219/219/219	47/80	АПвБбШп 4х150, L=0,13км/ АПвБбШп 4х150, L=0,15км/ АПвБбШп 4х150, L=0,13км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності лінії дорівнює:

$$D = D_{150} - D_{35}$$

$$Д_{35} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot Ц = 130 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 253\,751,97 \text{ грн}$$

$$Д_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot Ц = 340 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 663\,659 \text{ грн}$$

$$Д = 663\,659 - 253\,751,97 = 409\,907,03 \text{ грн}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати:

$$В = В_{\text{лік}} + В_{\text{втрат}},$$

де, $В_{\text{лік}}$ – зменшення витрат на ліквідацію відключень

$В_{\text{втрат}}$ – зменшення вартості втрат електроенергії.

Влік, грн	Ввтрат, грн	В, грн
2016,00	26628,00	28644,00

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 0,33 км КЛ 0,4 кВ становить 28 644 грн.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу:

$$Е_{\text{заг}} = Д + В = 409\,907,03 + 28\,644 = 438\,551,03 \text{ грн.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
409,907	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
476,61	0,00	438,55	1,1

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 252.61 тис. грн (без ПДВ).

5.20. Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-140 – ж/б Московська, 3 у м.Херсон

КЛ-0,4 кВ від ТП-140 до ж/б Московська, 3 м. Херсон живить 60 споживачів.

КЛ-0,4 кВ ТП-140 до ж/б Московська, 3 (інв.№016914) прокладена кабелем типу ААБ 3x70+1x25 довжиною 0,09 км в 1960 році.

Згідно з дефектним актом та протоколу вимірів [№2412/2 від 24.12.2020р](#) КЛ знаходяться в незадовільному технічному стані, налічує 7 з'єднувальних муфт. За останні 10 років на КЛ-0,4 кВ від ТП-140 до ж/б Московська, 3 було 7 технологічних порушень. Пошкоджена нульова оболонка, лабораторними методами визначити місце пошкодження неможливо. КЛ відпрацювали термін експлуатації. Виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. КЛ прокладені між на земельній ділянці під тротуарами та земельною ділянкою, впорядкованій, згідно правил благоустрою, власникам прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проектно-кошторисну документацію, ”Реконструкція КЛ 0,4кВ ТП-140—ж/б Московська,3 у м. Херсон” на суму 222,39 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від комутаційного апарату Л-6 в РП-0,4 кВ ТП-140 до СК-3 (проект.) ж/б по вул. Московська, 3 у м. Херсон на кабель марки АПвБбШп 4х150;

- перепідключення КЛ-0,4 кВ (існ.) від ж/б по вул. Московська, 5 та КЛ-0,4 кВ (існ.) від ж/б по вул. Московська, 3 до встановленого СК-3 0,4 кВ.

- реконструкція РП-0,4 кВ ТП-140, а саме заміна існуючого комутаційного апарату Л-6 на автоматичний вимикач типу ВА 57-35 з номінальним струмом $I_n = 250$ А;

- заміна кабельного ящика на шафу розподільну типу СК-3 на фасаді будівлі ж/б по вул. Московська, 3.

Згідно протоколу режимних вимірів від 16.12.2020 року $I_{max}=46$ А, після реконструкції існуючого кабеля на кабель АПвБбШп-4х150 $I_{доп.}=288$ А.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажується/переоснащується	Допустимий струм, Iдоп., А	Струм навантаження, Iнав., А	Обсяг проектних робіт
5.20	Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-140 – ж/б Московська, 3 у м.Херсон	222,39	1960	0.09	ААБ 3х70+1х25	184	46	АПвБбШп 4х150, L=0,09км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності лінії дорівнює:

$$D = D_{150} - D_{70}$$

$$D_{70} = P_{max} \cdot T_{max} \cdot C = 210 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 410\,393,95 \text{ грн}$$

$$D_{150} = P_{max} \cdot T_{max} \cdot C = 340 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 663\,659 \text{ грн}$$

$$D = 663\,659 - 410\,393,95 = 253\,265,05 \text{ грн}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати

$$B = B_{\text{лік}} + B_{\text{втрат}},$$

де

$B_{\text{лік}}$ – зменшення витрат на ліквідацію відключень

$B_{\text{втрат}}$ – зменшення вартості втрат електроенергії.

Влік, грн	Ввтрат, грн	В, грн
2016,00	26628,00	28644,00

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 0,09 км КЛ 0,4 кВ становить 28 644 грн.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу:

$$E_{\text{заг.}} = D + B = 253\,265,05 + 28\,644 = 281\,909,05 \text{ грн.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
253,265	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
222,39	0,00	281,91	0,8

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 117.87 тис. грн (без ПДВ).

5.21. Реконструкція КЛ 0,4 кВ ЗТП-24 – ж/б Дружби, 27 у м.Н.Каховка

КЛ-0,4 кВ від ЗТП-24 до ж/б Дружби, 27 у м. Н.Каховка живить 84 споживача, серед яких: 80 побутових та 4 юридичних.

КЛ-0,4 кВ ЗТП-24 до ж/б Дружби, 27 у м. Н.Каховка (інв.№014357) прокладена кабелем типу АВБШВ 4x70 довжиною 0,33 км в 1987 році.

Згідно з дефектним актом та протоколу вимірів від 17.11.2020р виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. За останні 10 років на КЛ-0,4 кВ від ЗТП-24 до ж/б Дружби, 27 було 7 технологічних порушень. КЛ знаходяться в незадовільному технічному стані, налічують 7 з'єднувальних муфт, споживачі на даний час живляться по двох фазах. КЛ відпрацювала термін експлуатації. КЛ прокладена між тротуарами та на земельній ділянці,

впорядкованій, згідно правил благоустрою, власникам прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проектно-кошторисну документацію на суму 676,09 тис. грн (без ПДВ), "Реконструкція КЛ 0,4кВ ЗТП-24—ж/б Дружби, 27 у м.Н. Каховка" якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від автоматичного вимикача Л-9 комірки №4 РП-0,4 кВ ЗТП-10/0,4 кВ №24 до РЩ-0,38 кВ ж/б Дружби, 27 на кабель марки АПВББШп — 4х95;

- реконструкція РП-0,4 кВ ЗТП-10/0,4 кВ №24 з заміною рубильника Л-9 на автоматичний вимикач ВА 59-35 (Ін=250 А, Іт.р. = 200 А, Іе.м.р.=1000 А).

Згідно протоколу режимних вимірів від 16.12.2020 року І тах=33А, після реконструкції існуючого кабелю на кабель АПВББШп-4х95 І доп.=223А.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажується/переоснащується	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
5.21	Реконструкція КЛ 0,4 кВ ЗТП-24 – ж/б Дружби, 27 у м.Н.Каховка	676,09	1987	0,33	АВББШВ 4х70	165	33	Апвббшп-4х95, L=0,33км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності лінії дорівнює:

$$D = D_{95} - D_{70}$$

$$D_{70} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 210 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 409\,907 \text{ грн}$$

$$D_{95} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 255 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 497\,744,25 \text{ грн}$$

$$D = 497\,744,258 - 409\,907 = 87\,837,26 \text{ грн}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати:

$$B = B_{\text{лік}} + B_{\text{втрат}}$$

де, B лік. – зменшення витрат на ліквідацію відключень

B втрат – зменшення вартості втрат електроенергії.

Влік, грн	Ввтрат, грн	B, грн
2016,00	26628,00	28644,00

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 0,33 км КЛ 0,4 кВ становить 28 644 грн.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу:

$$E_{\text{заг}} = D + B = 87\,837,26 + 28\,644 = 116\,481,26 \text{ грн.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості витрат електроенергії
87,837	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
676,09	0,00	116,48	5,8

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 358.34 тис. грн (без ПДВ).

5.22. Реконструкція КЛ 0,4 кВ ЗТП-23 – ж/б Букіна, 56 у м.Н.Каховка

КЛ-0,4 кВ від ЗТП-23 до ж/б Букіна, 56 у м.Н.Каховка живить 84 споживача, серед яких: 80 побутових та 4 юридичних.

КЛ-0,4 кВ ЗТП-23 до ж/б Букіна, 56 у м. Н.Каховка (інв.№014150) прокладена кабелем типу СБ 3х50+1х25 довжиною 0,09 км в 1964 році.

Згідно з дефектним актом та протоколу вимірів від 18.11.2020р КЛ налічує 6 з'єднувальних муфт. За останні 10 років на КЛ-0,4 кВ від ЗТП-23 до ж/б Букіна, 56 було 6 технологічних порушень. Виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. КЛ знаходяться в незадовільному технічному стані. КЛ відпрацювала термін експлуатації. КЛ прокладена між тротуарами та на земельній ділянці, впорядкованій, згідно правил благоустрою, власникам прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проектно-кошторисну документацію, ”Реконструкція КЛ 0,4кВ ЗТП-23—ж/б Букіна,56 у м. Н. Каховка” на суму 139,68 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від комутаційного апарату Л-6 в РП-0,4 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №23 до РЩ-0,38 кВ (існ.) ж/б по вул. Букіна, 56 у м. Нова Каховка на кабель марки АпвБШп 4х120;

- реконструкція РП-0,4 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №23, а саме заміна існуючого комутаційного апарату Л-6 на автоматичний вимикач типу ВА 59-35 з номінальним струмом $I_n=250A$.

Згідно [протоколу режимних вимірів від 19.12.2018](#) I max=127А, після реконструкції існуючого кабеля на кабель АПвБШп-4х120 I доп.=253А.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажується/переоснащується	Допустимий струм, Iдоп., А	Струм навантаження, Iнав., А	Обсяг проектних робіт
5.22	Реконструкція КЛ 0,4 кВ ЗТП-23 – ж/б Букіна, 56 у м.Н.Каховка	139,68	1964	0.09	СБ 3х50+1х25	200	127	АПвБШп 4х120, L=0,4км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності лінії дорівнює:

$$D = D_{120} - D_{50}$$

$$D_{50} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 225 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 439\,186,1 \text{ грн}$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 295 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 575\,821,8 \text{ грн}$$

$$D = 575\,821,8 - 439\,186,1 = 136\,635,7 \text{ грн}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати:

$$B = B_{\text{лік}} + B_{\text{втр}} \text{ втрат,}$$

де, $B_{\text{лік}}$ – зменшення витрат на ліквідацію відключень
 $B_{\text{втр}}$ – зменшення вартості втрат електроенергії.

Влік, грн	Ввтр, грн	B, грн
2016,00	26628,00	28644,00

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 0,09 км КЛ 0,4 кВ становить 28 644 грн.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу:

$$E_{\text{заг}} = D + B = 136\,635,7 + 28\,644 = 165\,279,7 \text{ грн.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
136,636	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки

139,68	0,00	165,28	0,85
--------	------	--------	------

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 72.9 тис. грн (без ПДВ).

5.23. Реконструкція КЛ 0,4 кВ ЗТП-94 – ж/б Горького, 34 у м.Н.Каховка

КЛ-0,4 кВ від ТП-94 до ж/б Горького, 34 у м.Н.Каховка живить 164 споживача, серед яких: 151 побутових та 13 юридичних.

КЛ-0,4 кВ від ТП-94 до ж/б Горького, 34 у м.Н.Каховка (інв.№014221) прокладена кабелем типу АВББШВ 4x95 загальною довжиною 0,39 км (0,17+0,22) в 1985 році.

Згідно з дефектним актом та протоколу вимірів від 20.11.2020р виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. За останні 10 років на КЛ-0,4 кВ від ТП-94 до ж/б Горького, 34 було 9 технологічних порушень. КЛ знаходяться в незадовільному технічному стані, налічують 9 з'єднувальних муфт. КЛ відпрацювали термін експлуатації. КЛ прокладені між тротуарами та на земельній ділянці, впорядкованій, згідно правил благоустрою, власникам прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень(SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проектно-кошторисну документацію на суму 542,86 тис. грн (без ПДВ), "Реконструкція КЛ 0,4кВ ЗТП-94—ж/б Горького,34 у м.Н. Каховка" якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від автоматичного вимикача Л-19 комірки №7 РП-0,4 кВ ЗТП-10/0,4 кВ №94 до РЩ-0,38 кВ №1 ж/б по вул. Горького, 34 на кабель марки АПВББШп — 4x150;
- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від автоматичного вимикача Л-18 комірки №7 РП-0,4 кВ ЗТП-10/0,4 кВ №94 до РЩ-0,38 кВ №2 (3 під'їзд) ж/б по вул. Горького, 34 на кабель марки АПВББШп — 4x150;
- реконструкція РП-0,4 кВ ЗТП-10/0,4 кВ №94 з заміною автоматичного вимикача Л-19 на автоматичний вимикач більшої потужності.

Згідно протоколу режимних вимірів від 16.12.2020 року по Л-19 $I_{max}=84A$, Л-18 $I_{max}=65A$ після реконструкції існуючого кабелю на кабель АПВББШп-4x120 $I_{доп.}=253A$.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажується/переоснащується	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
5.23	Реконструкція КЛ 0,4 кВ ЗТП-94 – ж/б Горького, 34 у м.Н.Каховка	542,86	1985	0,39 км (0,17+0,22)	АВББШВ 4x95	197	84/65	АПВББШп-4x150, L=0,17км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності лінії дорівнює:

$$D = D_{150} - D_{70}$$

$$D_{70} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 210 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 410\,393,95 \text{ грн}$$

$$D_{150} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 340 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 663\,659 \text{ грн}$$

$$D = 663\,659 - 410\,393,95 = 253\,265,05 \text{ грн}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати

$$V = V_{\text{лік}} + V_{\text{втрат}},$$

де

$V_{\text{лік}}$ – зменшення витрат на ліквідацію відключень

$V_{\text{втрат}}$ – зменшення вартості втрат електроенергії.

Влік, грн	Ввтрат, грн	V, грн
2016,00	26628,00	28644,00

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 0,39 км КЛ 0,4 кВ становить 28 644 грн.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу:

$$E_{\text{заг.}} = D + V = 253\,265,05 + 28\,644 = 281\,909,05 \text{ грн.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
253,265	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
542,86	0,00	281,91	1,9

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 283.19 тис. грн (без ПДВ).

5.24. Реконструкція КЛ 0,4 кВ ЗТП-68 – ж/б 1 Травня,187 у м.Берислав

КЛ-0,4 кВ від ТП-68 до ж/б 1 Травня,187 у м.Берислав живить 58 споживачів, з яких: 57 побутових та 1 юридичний споживач.

КЛ-0,4кВ ТП-68 до ж/б 1 Травня,187 у м.Берислав (інв.№002320) прокладена кабелем типу СБ-3х35+1х16 довжиною 0,13 км в 1986 році.

Згідно з дефектним актом та протоколу вимірів від 23.11.2020р виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. За останні 10 років на КЛ-0,4 кВ від ТП-68 до ж/б 1 Травня,187 було 6 технологічних порушень. КЛ знаходиться в незадовільному технічному стані, налічує 6 з'єднувальних муфт. КЛ відпрацювала термін експлуатації. КЛ прокладена між тротуарами та на земельній ділянці, впорядкованій, згідно правил благоустрою, власниками прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проектно-кошторисну документацію, на суму 197,96 тис. грн (без ПДВ), ”Реконструкція КЛ 0,4кВ ЗТП-68—ж/б 1 Травня, 187 у м. Берислав” якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від комірки №5 РП-0,4 кВ ЗТП-10/0,4 кВ Берислав до РЩ-0,38 кВ ж/б по вул. 1 Травня, 187 на кабель марки АПВБШп-4х120;

- реконструкція РП-0,4 кВ ЗТП-10/0,4 кВ №68 Берислав з заміною рубильника Л-9 на автоматичний вимикач ФМС 3/3 (Ie=250А).

Згідно протоколу режимних вимірів від 16.12.2020 року I max=45А, після реконструкції існуючого кабелю на кабель АПВБШп-4х120 I доп.=253А.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажується/переоснащується	Допустимий струм, Iдоп., А	Струм навантаження, Iнав., А	Обсяг проектних робіт
5.24	Реконструкція КЛ 0,4 кВ ЗТП-68 – ж/б 1 Травня,187 у м.Берислав	197,96	1986	0,13	СБ-3х35+1х16	163	45	АПВБШп-4х120, L=0,13км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності лінії дорівнює:

$$D = D_{120} - D_{35}$$

$$D_{35} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 130 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 253\,751,97 \text{ грн}$$

$$D_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 295 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 576\,504,38 \text{ грн}$$

$$D = 576\,504,38 - 253\,751,97 = 322\,752,41 \text{ грн}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати:

$$B = B_{\text{лік}} + B_{\text{втрат}}$$

де, B лік. – зменшення витрат на ліквідацію відключень

B втрат – зменшення вартості втрат електроенергії.

Влік, грн	Витрат, грн	В, грн
2016,00	26628,00	28644,00

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 0,38 км КЛ 0,4 кВ становить 28 644 грн.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу:

$$\text{Езаг} = \text{Д} + \text{В} = 322\,752,41 + 28\,644 = 351\,396,41 \text{ грн.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості витрат електроенергії
322,752	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
197,96	0,00	351,4	0,6

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 103.33 тис. грн (без ПДВ).

5.25. Реконструкція КЛ 0,4 кВ ЗТП-17 від оп.№7 ПЛ-0,4кВ Л-7 ЗТП-17 до ж/б Першотравнева,14 у м.Н.Каховка

КЛ-0,4 кВ від ТП-17 до ж/б Першотравнева,14 у м.Н.Каховка живить 36 споживачів, з яких: 33 побутових та 3 юридичних споживача.

КЛ-0,4кВ ТП-17 до до ж/б Першотравнева,14 у м.Н.Каховка інв.№014144 прокладена кабелем типу СБ-1 3x35 +1x16 довжиною 0,06 км в 1983 році.

Згідно з дефектним актом та протоколу вимірів від 22.11.2020р КЛ налічує 9 з'єднувальних муфт. За останні 10 років на КЛ-0,4 кВ від ТП-17 до ж/б Першотравнева,14 було 9 технологічних порушень. Виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. КЛ знаходяться в незадовільному технічному стані. КЛ відпрацювали термін експлуатації. КЛ прокладені між тротуарами та на земельній ділянці впорядкованій, згідно правил благоустрою власниками прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено

наказом №629 від 09.09.2021р. проектно-кошторисну документацію, "Реконструкція КЛ 0,4кВ ЗТП-17 від оп.№7 ПЛ-0,4кВ Л-12 ЗТП-17 до ж/б Першотравнева, 14 у м. Н. Каховка" на суму 114,11 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція кабельної лінії, а саме заміна КЛ-0,4 кВ від оп.№7 ПЛ-0,4 кВ Л-12 ЗТП-17 до РЦ-0,38 кВ ж/б Першотравнева, 14 на кабель марки АПвБбШп — 4х70.

Згідно [протоколу режимних вимірів від 19.12.2018 року](#) $I_{\max}=175\text{А}$, після реконструкції існуючого кабелю на кабель АПвБбШп-4х70 $I_{\text{доп.}}=187\text{А}$.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажуються/перезнашуються	Допустимий струм, Ідоп., А	Струм навантаження, Інав., А	Обсяг проектних робіт
5.25	Реконструкція КЛ 0,4 кВ ЗТП-17 від оп.№7 ПЛ-0,4кВ Л-12 ЗТП-17 до ж/б Першотравнева, 14 у м.Н.Каховка	114,11	1983	0,06	СБ-1 3х35 +1х16	163	175	АПвБбШп-4х70, L=0,06км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускної здатності лінії дорівнює:

$$D = D_{120} - D_{35}$$

$$D_{35} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 130 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 253\,751,97 \text{ грн}$$

$$D_{70} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C = 210 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 410\,393,95 \text{ грн}$$

$$D = 410\,393,95 - 253\,751,97 = 156\,641,98 \text{ грн}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати

$$V = V_{\text{лік}} + V_{\text{втр.}}$$

де

$V_{\text{лік}}$ – зменшення витрат на ліквідацію відключень

$V_{\text{втр.}}$ – зменшення вартості витрат електроенергії.

Влік, грн	Ввтр., грн	V, грн
2016,00	26628,00	28644,00

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 0,06 км КЛ 0,4 кВ становить 28 644 грн.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості витрат електроенергії
156,642	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

--	--	--	--

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
114,11	0,00	185,29	0,6

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 60.53 тис. грн (без ПДВ).

5.26. Реконструкція КЛ 0,4кВ ЗТП-56 – ж/б Перемоги, 4 у м.Н.Каховка

КЛ 0,4кВ ЗТП-56 – ж/б Перемоги, 4 у м.Н.Каховка живить 195 споживачів, з яких: 188 побутових та 7 юридичних споживачів.

КЛ 0,4кВ ЗТП-56 – ж/б Перемоги, 4 прокладені кабелем типу СБ 3x35+1x16 загальною довжиною 0,23 км в 1981 році.

Згідно з дефектним актом та протоколу вимірів від 28.11.2020р виміряні значення опору ізоляції не відповідають вимогам НТД. За останні 10 років на КЛ 0,4кВ ЗТП-56 – ж/б Перемоги, 4 було 7 технологічних порушень. КЛ знаходиться в незадовільному технічному стані, налічує 7 з'єднувальних муфт. КЛ відпрацювала термін експлуатації. КЛ прокладена між тротуарами та на земельній ділянці, впорядкованій, згідно правил благоустрою, власникам прибудинкових територій та підприємців, що ускладнює проведення земельних робіт. Вилучити КЛ за технологією проведення земельних робіт, а також руйнувати тверде покриття з метою прибуткування пошкодженого кабелю є неможливим з технічної точки зору та економічно недоцільним. Захід з реконструкції направлений на зменшення індексу тривалості відключень (SAIDI). Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачено.

Відповідно до затвердженого АТ «Херсонобленерго» завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено та затверджено наказом №629 від 09.09.2021р. проектно-кошторисну документацію, ”Реконструкція КЛ 0,4кВ ЗТП-56—ж/б Перемоги, 4 У м. Н. Каховка” на суму 485,37 тис. грн (без ПДВ), якою передбачено наступний обсяг робіт:

- будівництво КЛ-0,4 кВ від ТП-56 до житлового будинку Перемоги 4 кабелем марки АПВБШп — 4x120;
- реконструкція РП-0,4 кВ ЗТП-10/0,4 кВ №67, а саме встановлення додаткового комутаційного апарату ВА 59-35 в комірці №7.

Згідно протоколу режимних вимірів від 16.12.2020 року I max=75А, після реконструкції існуючого кабелю на кабель АПВБШп-4x120 I доп.=253А.

№	Назва заходу Інвестиційної програми	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Рік введення КЛ-0,4кВ в експлуатацію	Довжина, км	Марка КЛ-0,4кВ, що розвантажується/переоснащується	Допустимий струм, Iдоп., А	Струм навантаження, Iнав., А	Обсяг проектних робіт
5.26	Реконструкція КЛ 0,4кВ ЗТП-56 – ж/б Перемоги, 4 у м.Н.Каховка	485,37	1981	0,23	СБ 3x35+1x16	163	75	АПВБШп-4x120, L=0,23км.

Очікуваний дохід від збільшення пропускну здатності лінії дорівнює:

$$D = D_{120} - D_{35}$$

$$Д_{35} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot Ц = 130 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 253\,751,97 \text{ грн}$$

$$Д_{120} = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot Ц = 295 \cdot 0,4 \cdot 1,73 \cdot 0,92 \cdot 2190 \cdot 1,4 = 576\,504,38 \text{ грн}$$

$$Д = 576\,504,38 - 253\,751,97 = 322\,752,41 \text{ грн}$$

Заміна кабелю 0,4 кВ більшого перетину дозволить зменшити кількість аварійних відключень та зменшити експлуатаційні витрати на ремонт

Таким чином, загальні витрати:

$$В = В_{\text{лік}} + В_{\text{втрат}},$$

де, $В_{\text{лік}}$ – зменшення витрат на ліквідацію відключень

$В_{\text{втрат}}$ – зменшення вартості втрат електроенергії.

Влік, грн	Ввтрат, грн	В, грн
2016,00	26628,00	28644,00

Таким чином, загальна економія витрат внаслідок виконання реконструкції 0,23 км КЛ 0,4 кВ становить 28 644 грн.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу:

$$Е_{\text{заг}} = Д + В = 322\,752,41 + 28\,644 = 351\,396,41 \text{ грн.}$$

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Дохід від збільшення пропускної здатності	Зниження витрат на ремонт	Зменшення вартості втрат електроенергії
322,752	2,016	26,628

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
485,37	0,00	351,4	1,4

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 257.25 тис. грн (без ПДВ).

6. Реконструкція ПЛ-10кВ зі встановленням ТП

Зведені обсяги робіт по заходам з реконструкції ПЛ-10 кВ з встановленням розвантажувальної КТП

№ з/п	Назва проекту	Потужність, кількість трансформаторів, кВА	КЛ-0,4кВ, км	ПЛ-0,4кВ, км	КЛ-10кВ, км	ПЛ-10кВ, км	Кількість відгалужень (1фазні/3фазні), шт	Кошторисна вартість тис. грн. без ПДВ	Вартість включена в ІП, тис. грн. без ПДВ
1	Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1127 від ПС 35/10 "Костирська" зі встановленням ТП по вул. Дружби у с.Костирка Бериславського району Херсонської області	100	0	3,663	0	0,006	69-1фазних 2-3фазних	883,93	476,45
2	Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1073 від ПС 35/10 "Зарічна" зі встановленням ТП на розі вул. 3.Космодем'янської та вул. Шкільна у с. Одрадокам'янка Бериславського району Херсонської області	250	0	5,286	0	0	208-1фазних 6-3фазних	646,27	336,06
3	Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1005 від ПС-35/10 "Зоря" зі встановленням ТП на розі вул. 1 Травня та вул. Ярослава Мудрого (Комінтерна) у м.Берислав Херсонської області	250	0	2,099	0	0	145-1фазних 5-3фазних	978,72	538,30
4	Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-573 від ПС-35/10 "Олександрівка" зі встановленням ТП на вул. Центральна (Комсомольська) с. Олександрівка, Білозерського району Херсонської області	160	0	2,142	0	0,387	289-1фазних 5-3фазних	1140,75	655,46
5	Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-573 від	100	0	1,344	0	0	114-1фазних	322,94	167,93

	ПС-35/10 "Олександрівка" зі встановленням ТП на розі вул.Робоча та вул.Садова с. Олександрівка, Білозерського району Херсонської області						7-3фазних		
6	Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-505 ПС-35/10 "Білозерська" зі встановленням ТП по вул. Стадіонна у смт.Білозерка Білозерського району Херсонської області	100	0	1,263	0	0,15	30-1фазних 17-3фазних	596,95	310,41
7	Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-786 від ПС-35/10 "Музиківка" зі встановленням ТП по вул. 8 Березня у с.Музиківка Білозерського району, Херсонської області	160	0	1,230	0	0,029	56-1фазних 21-3фазних	443,43	230,53
8	Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-786 від ПС-35/10 "Музиківка" зі встановленням ТП по вул. 8 Березня у с.Музиківка Білозерського району, Херсонської області	160	0	1,556	0	0,110	74-1фазних 1-3фазних	870,83	308,57
9	Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1306 від ПС-35/10 "В.Олександрівка" зі встановленням ТП по вул. Маяковського у смт.Велика Олександрівка, Великоолександрівського району Херсонської області	160	0	1,735	0	0	154-1фазних 10-3фазних	468,64	246,61
10	Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-671 відп. на ТП-473 від ПС-35/10	100	0	2,525	0	0,38	21-1фазних 1-3фазних	711,46	369,96

	"Петровська" зі встановленням ТП у с.Петрівка Генічеського району Херсонської області								
11	Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-634 від ПС-35/10 "Чонгарська" зі встановленням ТП у с.Чонгар, Генічеського району Херсонської області	160	0	2,395	0	0	86-1фазних 3-3фазних	576,38	299,72
12	Реконструкція ПЛ-10 кВ ФР-12 від ПС-35/10 "Чонгарська" зі встановленням ТП у с.Атамань, Генічеського району Херсонської області	100	0	2,652	0	0	56-1фазних 1-3фазних	477,62	248,36
13	Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-661 від ПС-35/10 "Н.Григорівка" зі встановленням ТП у с.Н.Григорівка Генічеського району Херсонської області	160	0	3,735	0	0	69-1фазних 8-3фазних	433,01	230,37
14	Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-633 від ПС-35/10 "Чонгар" зі встановленням ТП у с.Чернігівка Генічеського району Херсонської області	100	0	1,100	0	0	12-1фазних 8-3фазних	316,16	164,41
15	Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-52 від ПС-150/35/10 "Чулаковская" зі встановленням ТП на розі вул. Миру (Дзержинського) та вул. Карла Маркса у с. Чулаківка Голопристанського району Херсонської області	160	0	3,042	0	0,007	109-1фазних 37-3фазних	871,20	479,16
16	Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-274 від	100	0	1,599	0	0,308	56-1фазних	900,00	383,15

	ПС-35/10 кВ "Горностаївка" зі встановленням ТП на розі вул. Південна та вул. Партизанська у смт. Горностаївка, Горностаївського району Херсонської області						1-3фазних		
17	Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-462 від ПС-35/10кВ "Іванівська" зі встановленням ТП по вул.Іванівська у смт.Іванівка Іванівського району Херсонської області	100	0	1,274	0	0	42-1фазних 1-3фазних	406,35	218,65
18	Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-212 від ПС-35/10 "НС-6 по Р-1-1 зі встановленням ТП по вул. Житомирська у с. Костогризове Каховського району Херсонської області	160	0	3,882	0	0	97-1фазних 3-3фазних	500,75	260,38
19	Реконструкція КЛ-6 кВ Ф-624 ПС-330 "Каховська" зі встановленням ТП для розвантаження ПЛ-0,4кВ від ТП-12 в м. Нова Каховка Херсонської області	400	0,044	0,739	0,104	0	202-1фазних 6-3фазних	950,40	561,01
20	Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-54 від ПС-35/10 кВ "Дніпряни" зі встановленням ТП на розі пров. Кузнечний та вул. Соснова в с. Корсунка, м.Нова Каховка, Херсонської області	160	0	1,772	0	0,005	35-1фазних 39-3фазних	619,09	340,61
21	Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1605 від ПС-35/10 "Нововоронцовська" зі встановленням ТП на розі вул. Затишна (Димитрова) та вул.	100	0	1,317	0	0	75-1фазних 14-3фазних	526,18	273,61

	Воронцова (Леніна) у смт.Нововоронцовка Нововоронцовського району Херсонської області								
22	Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-561 від ПС-35/10 кВ "Попілак" зі встановленням ТП по вул. Квітуча у с.Дивне Новотроїцького району Херсонської області	100	0	1,990	0	0	40-1фазних 4-3фазних	363,52	189,03
23	Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-543 від ПС-35/10 кВ "Одрадівка" зі встановленням ТП на вул. Першотравнева в с.Одрадівка, Новотроїцького району, Херсонської області	100	0	1,504	0	0	31-1фазних 3-3фазних	464,15	241,47
24	Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1953 від ПС-35/10 "Тарасівка" зі встановленням ТП між вул.Дружби та вул.Степова у с.Тарасівка, Олешківського району Херсонської області	160	0	3,090	0	0,440	31-1фазних 34-3фазних	762,84	419,57
25	Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1914 від ПС-35/10 кВ "Н.Маячка" зі встановленням ТП на розі вул. Ринкова та пров. Робочого у смт. Н.Маячка Олешківського району Херсонської області	100	0	1,459	0	0,150	46-1фазних 59-3фазних	508,75	265,19
26	Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1905 від ПС-35/10 "Лісна" зі встановленням ТП по вул. Озерна у с.Солонці Олешківського району Херсонської області	100	0	1,498	0	0,331	45-1фазних 73-3фазних	783,42	430,89

27	Реконструкція ПЛ-6кВ Ф-1981 від ПС-35/6 "Целюлозна" зі встановленням ТП по вул. Лісопаркова в м.Олешки Херсонської області	160	0	0,399	0	0	61-1фазних 2-3фазних	354,11	184,13
28	Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-2002 від ПС-35/10 "Раденська" зі встановленням ТП по вул. Миру в с.Раденськ Олешківського району Херсонської області	100	0	2,062	0	0	31-1фазних 21-3фазних	330,93	172,08
29	Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1918 від ПС-35/10 кВ "Н.Маячка" зі встановленням ТП на розі пров. Пирогова та пров.Перекопського у смт.Н.Маячка Олешківського району Херсонської області	160	0	1,480	0	0	16-1фазних 31-3фазних	473,97	246,46
30	Реконструкція ПЛ-6кВ Ф-2312 від ПС-35/6 кВ "Кіндійська" зі встановленням ТП на розі вул. Кіндійська та вул. 21-а Східна в смт. Антонівка, м.Херсон	160	0,601	1,456	0	0,117	60-1фазних 2-3фазних	1330,00	817,27
31	Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-368 від ПС-35/10 кВ "Камышанская" зі встановленням ТП на вул. Центральна Садиба в с.Приозерне, м.Херсон	250	0,01	0,392	0	0,013	79-1фазних 2-3фазних	360,75	187,59
32	Реконструкція ПЛ-6кВ Ф-3714 від ПС-150/35/6 кВ "Карантинная" зі встановленням ТП на вул. Марії Фортус, м.Херсон	250	0	1,551	0	0,005	121-1фазних 18-3фазних	378,91	218,99

33	Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-365 від ПС-35/10 кВ "Камышанская" зі встановленням ТП на вул. Широка в смт. Комишани, м.Херсон	160	0	1,551	0	0,005	54-1фазних 4-3фазних	362,95	188,80
----	---	-----	---	-------	---	-------	-------------------------	--------	--------

6.1. Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1127 від ПС 35/10 "Костирська" зі встановленням ТП по вул. Дружби у с.Костирка Бериславського району Херсонської області

Пропонується у рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, численними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в с. Костирка на вул. Дружби для розвантаження ТП-498, ТП-460, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,246 хв.

Будівельна довжина до реконструкції фідерів ПЛ-0,4 кВ: Л-1 від ТП-498 — 2,621 км, Л-2 від ТП-498 — 1,339 км, Л-3 від ТП-498 — 0,219 км, Л-1 від ТП-460 — 0,212 км. Втрати напруги ΔU Л-1 від ТП-498 складають -12,23%, ΔU Л-2 від ТП-498 складають 10,32%. Фактичне завантаження трансформатора ТП-498 складає 35.5%.

Відстань від джерела живлення (існуючих ТП) до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 755м.

Останній капітальний ремонт по ПЛ-0,4кВ від ТП-498 було проведено у 2012 році під час якого було виконано такі роботи: Встановлення опори на ПЛ напругою до 1кВ у кількості 4 шт; виправлення опори поперек осі ПЛ напругою до 1кВ — 1 шт; Заміна зовнішніх введів довжиною до 25 м без підставної опори — 14 шт; Монтаж заземлювального спуску на одностояковій залізобетонній опорі — 15 шт; Монтаж заземлювального спуску на складній залізобетонній опорі — 3 шт; Заміна проводу на провід марки А-35 з подвійним кріпленням — 2,82 км. Останнє технічне обслуговування було проведено у 2020 році.

За останні 10 років ПЛ-0,4 кВ від ТП-460 капітальних ремонтів проведено не було. Останнє технічне обслуговування було проведено в 2020 році, під час якого було виконано такі роботи: Розчищення траси ПЛ від порослі дерев у кількості 260м; Обрізування крони дерева вручну з діаметром стовбура до 150 мм — 6шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 200м.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 70 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності

(КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-498, що склав 45% та ПЛ-0,4кВ від ТП-460, що склав 42%.

Враховуючи вищевикладене, АТ “Херсонобленерго” розробило та затвердило технічне завдання на проектування.

Згідно проєктної документації «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1127 від ПС 35/10 "Костирська" зі встановленням ТП по вул. Дружби у с.Костирка Бериславського району Херсонської області», розробленої власними силами Товариства на суму 883,93 тис. грн (без ПДВ), яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р., передбачено наступний обсяг робіт:

- встановлення роз'єднувача на оп.№17 ПЛ-10кВ Ф-1127 ПС “Костирська”.
- Встановлення КТП-10/0,4/100.
- Будівництво ПЛ-10кВ від проєкт. роз'єднувача до проєкт. КТП-10/0,4/100.
- Л-1 від нової ТП, що встановлюється:
 - переключення ПЛ-0,4кВ Л-1 від КТП-498 оп.№1-7, 8-20, 54-62 на нову ТП, що встановлюється.
 - Виконання струморозділу в прогонах оп.№62-63 ПЛ-0,4кВ Л-1 від КТП-498.
 - Л-2 від нової ТП, що встановлюється:
 - переключення сумісним підвісом на оп.№1-7 ПЛ-0,4кВ Л-1 від КТП-498 оп. №21-31, 32-39 на нову ТП, що встановлюється.
 - виконання струморозділу в прогонах оп.№39-40 ПЛ-0,4кВ Л-1 від КТП-498.
 - Л-3 від нової ТП, що встановлюється:
 - Переключення ПЛ-0,4кВ Л-2 від КТП-498 оп.№1-43 на нову ТП, що встановлюється.
 - Л-4 від нової ТП, що встановлюється:
 - Переключення ПЛ-0,4кВ Л-3 від КТП-498 оп.№1-7 на нову ТП, що встановлюється.
 - Переключення ПЛ-0,4кВ Л-1 від КТП-460А оп.№1-10 на нову ТП, що встановлюється.
 - Л-н ТП-218:
 - Переключення ПЛ-0,4 кВ Л-1 від КТП-498 оп.№40-53, 63-75 на КТП-218 Берислав.
 - Встановлення додаткового комутаційного апарату в РП-0,4кВ КТП-218 Берислав.
 - Будівництво ПЛ-0,4кВ від додаткового комутаційного апарату в РП-0,4кВ КТП-218 Берислав до оп.№53 ПЛ-0,4кВ Л-1 КТП-498.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1127 від ПС 35/10 "Костирська" зі встановленням ТП по вул. Дружби у с.Костирка Бериславського району Херсонської області				
		ТП-нова,(Дружби), ТП-218				
Перелік ПЛ-0,4 кВ		Л-1 (Дружби)	Л-2 (Дружби)	Л-3 (Дружби)	Л-4 (Дружби)	Л-нова (218)
Довжина ПЛ	Всього	929	869	1339	526	917

	Довжиною більше 400 м	73	57	104	0	144
	%	7.86%	6.56%	7.77%	0.00%	15.70%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		1.04%	2.94%	-0.63%	2.70%	2.30%
Кількість споживачів	Всього, шт.	17	9	27	6	15
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	13	7	24	6	12
	%	76.47	77.78	88.89	100.00	80.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	4	2	3	0	3
	%	23.53	22.22	11.11	0.00	20.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	6548	2019	6212	489	4847
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	5916	1936	5037	489	3910
	%	90.35	95.89	81.08	100.00	80.67
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	632	83	1175	0	937
	%	9.65	4.11	18.92	0.00	19.33
Сумарна договірна потужність кВт		47.9	24	125	14.8	38.9
Сумарна проектна потужність кВт		85	45	140	30	75
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	38.37				
	На 1-го споживача	0.52				
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		883.93				
Окупність згідно проектних рішень, роки		23.0				
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400		840				

метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)	
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки	44.93

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 840 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 44,93 років. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше 400м, складає близько 10%, а втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять - 0,63 – 2,94%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1127 від ПС 35/10 "Костирська" зі встановленням ТП по вул. Дружби у с.Костирка Бериславського району Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки зменшується кількість абонентів, що вимикається.

2. Збільшення пропускнуої спроможності ПЛ-0,4кВ

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускної здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Після встановлення нового ТП з урахуванням перспективи підвищення, пропускна спроможність збільшується на 2 % щорічно:

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи потужність трансформатора 100 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$100 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 16118,4 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	16118,4	1,4	22,57
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			22,57

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$77 \cdot 200 \text{грн} = 15,4 \text{ тис. грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-498 та ТП-460 сумарно аварійно вимикалась разів і сумарна тривалість відключень склала 303 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 28,133 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$303/60\text{хв} \cdot 28,133 \text{ кВт} = 142 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	142	1,4	0,2
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			0,2

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	142	1,40	0,2
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			0,2

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
22,57	15,4	0,2	0,2

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 38,37 тис. грн. (без ПДВ).

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
883,93	0	38,37	23

Очікуваний термін окупності складе — 23 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 502.84 тис. грн (без ПДВ).

6.2. Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1073 від ПС 35/10 "Зарічна" зі встановленням ТП на розі вул. З.Космодем'янської та вул. Шкільна у с. Одрадокам'янка Бериславського району Херсонської області

Пропонується у рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, численними скаргами абонентів про

незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в с. Костирка на вул. Дружби для розвантаження ТП-412, ТП-63, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,284 хв.

Будівельна довжина до реконструкції ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-412 — 0,702 км, Л-5 від ТП-412 — 1,064 км, Л-2 від ТП-63 — 1,645 км, Л-3 від ТП-63 — 3,167 км. Втрати напруги: ТП-412 Л-5 $\Delta U = -14,924\%$; ТП-63 Л-3 $\Delta U = -10,7\%$. Завантаження трансформатора ТП-412 складає 31,2%, ТП-63 — 23%.

Відстань від джерела живлення, існуючих ТП-412 та ТП-63, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 740м та 810м відповідно.

Останній капітальний ремонт по ПЛ-0,4кВ від ТП-412 було проведено у 2010 році. Останнє технічне обслуговування було проведено у 2020 році під час якого було виконано такі роботи: Розчищення траси ПЛ від порослі дерев у кількості 200м; Обрізування крони дерева з автопідйомника — 25шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 2,2 км.

Останній капітальний ремонт по ПЛ-0,4кВ від ТП-63 було проведено у 2010 році. Останнє технічне обслуговування було проведено у 2021 році під час якого було виконано такі роботи: Розчищення траси ПЛ від порослі дерев у кількості 400м; Обрізування крони дерева з автопідйомника — 32шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 3,2 км; Перетягування ділянки проводів від опори до вводу вручну без застосування спецмеханізмів — 16 шт.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 253 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-412, що склав 31% та ПЛ-0,4кВ від ТП-63, що склав 27%.

Враховуючи вищевикладене, АТ “Херсонобленерго” розробило та затвердило технічне завдання на проектування.

Згідно проектної документації «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1073 від ПС 35/10 "Зарічна" зі встановленням ТП на розі вул. З.Космодем'янської та вул. Шкільна у с. Одрадокам'янка Бериславського району Херсонської області», розробленої власними силами Товариства на суму 883,93 тис. грн (без ПДВ), яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р., передбачено наступний обсяг робіт:

- встановлення ЩТП-100/10/0,4 на оп.№115 ПЛ-10 кВ Ф-1073 ПС-35/10 кВ "Зарічна";

- встановлення роз'єднувача на оп.115 ПЛ-10 кВ Ф-1073 ПС-35/10 кВ "Зарічна";

- будівництво ПЛІ-0,38 кВ від нової ЩТП 10/0,4 кВ та перепідключення для розвантаження КТП №412, ЗТП-63, а саме:

Л-1 нова:

- будівництво ПЛІ-0,38 кВ від нової ЩТП 10/0,4 кВ до оп.№4, від оп.№18 ПЛІ-0,38 кВ Л-2 КТП №412 до оп.№20 ПЛІ-0,38 Л-5 КТП №412 проводом AsXSn 4x50 та перепідключення ділянки оп.№4-18 ПЛІ-0,38 кВ Л-2 КТП №412, оп.№20-27 ПЛІ-0,38 кВ Л-5 КТП №412;

- демонтаж проводу від оп.№1 до оп.№4 ПЛІ-0,38 кВ Л-2 КТП №412, оп.№19 до оп.№20 ПЛІ-0,38 кВ КТП №412;

Л-2 нова:

- будівництво ПЛІ-0,38 кВ від нової ЩТП 10/0,4 кВ до оп.№5 ПЛІ-0,38 кВ Л-2 КТП №63, проводом AsXSn 4x50 та перепідключення ділянок оп.№5-25 ПЛІ-0,38 кВ Л-2 КТП №63;

- демонтаж проводу від оп.№1 до оп.№3, оп.№8 до оп.№40 ПЛІ-0,38 кВ Л-2 ЗТП №63;

Л-3 нова:

- будівництво ПЛІ-0,38 кВ від нової ЩТП 10/0,4 кВ до оп.№5 ПЛІ-0,38 кВ Л-3 КТП №63 до оп.№40 ПЛІ-0,38 кВ Л-2 КТП №63 проводом AsXSn 4x50 та перепідключення ділянок оп.№5-26 ПЛІ-0,38 кВ Л-2 ЗТП №63;

- демонтаж проводу від оп.№1 до оп.№5, ПЛІ-0,38 Л-3 ЗТП №63№

Л-4 нова:

- будівництво ПЛІ-0,38 кВ від нової ЩТП 10/0,4 кВ до оп.№9 ПЛІ-0,38 кВ Л-3 ЗТП №63 проводом AsXSn 4x50 та перепідключення ділянки оп.№9-54 ПЛІ-0,38 кВ Л-3 ЗТП №63;

- демонтаж проводу від оп.№8 до оп.№9 ПЛІ-0,38 кВ Л-3 ЗТП №63;

Л-5 нова:

- будівництво ПЛІ-0,38 кВ від нової ЩТП 10/0,4 кВ до оп.№55 ПЛІ-0,38 кВ Л-3 КТП №63 проводом AsXSn 4x50 та перепідключення ділянки оп.№55-88 ПЛІ-0,38 кВ Л-3 ЗТП №63;

- демонтаж проводу від оп.№12 до оп.№55 ПЛІ-0,38 кВ Л-3 ЗТП №63.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1073 від ПС 35/10 "Зарічна" зі встановленням ТП на розі вул. З.Космодем'янської та вул. Шкільна у с. Одрадокам'янка Бериславського району Херсонської області					
Перелік ПЛІ-0,4 кВ		ТП-нова					
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-3 (нова)	Л-4 (нова)	Л-5 (нова)	Л-5 (ТП-412)
Довжина ПЛ	Всього	850	814	611	1589	1422	827

	Довжиною більше 400 м	35	225	134	281	12	0
	%	4.12%	27.64%	21.93%	17.68%	0.84%	0.00%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		-4.30%	-4.69%	-1.05%	-6.36%	-4.22%	-7.86%
Кількість споживачів	Всього, шт.	34	35	16	69	56	42
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	30	16	8	41	55	42
	%	88.24	45.71	50.00	59.42	98.21	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	4	19	8	28	1	0
	%	11.76	54.29	50.00	40.58	1.79	0.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	9620	5731	3139	15782	10307	16083
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	8527	2970	1782	8628	8427	16083
	%	88.64	51.82	56.77	54.67	81.76	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	1093	2761	1357	7154	1880	0
	%	11.36	48.18	43.23	45.33	18.24	0.00
Сумарна договірна потужність кВт		88.7	90.5	41.9	180.3	146.2	123.34
Сумарна проектна потужність кВт		170	175	80	345	280	222
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	119.57					
	На 1-го споживача	0.47					
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		646.27					
Окупність згідно проектних рішень, роки		5.4					
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не		2500.0					

увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)	
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки	26.3

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 2500 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткових ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 26,3 років. Враховуючи, що втрати напруги в кінці ліній згідно проєктних рішень становлять -6,36 – 1,05%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проєкту «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1073 від ПС 35/10 "Зарічна" зі встановленням ТП на розі вул. З.Космодем'янської та вул. Шкільна у с. Одрадокам'янка Бериславського району Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки зменшується кількість абонентів, що вимикається.

2. Збільшення пропускнуої спроможності ПЛ-0,4кВ

Термін окупності реалізації проєкту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проєкту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускну здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Після встановлення нового ТП з урахуванням перспективи підвищення, пропускну спроможність збільшується на 2 % щорічно:

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи потужність трансформатора 100 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$100 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 16118,4 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	16118,4	1,4	22,57
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			22,57

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$422 \cdot 200 \text{грн} = 84,4 \text{ тис. грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-412 та ТП-63 сумарно аварійно вимикалась разів і сумарна тривалість відключень склала 1723 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 156,693 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$1723/60 \text{хв} \cdot 156,693 \text{ кВт} = 4500 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	4500	1,4	6,3
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			6,3

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	4500	1,40	6,3
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			6,3

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
22,57	84,4	6,3	6,3

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 119,57 тис. грн. (без ПДВ).

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
646,27	0	119,57	5,4

Очікуваний термін окупності складе — 5,4 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 355.45 тис. грн (без ПДВ).

6.3. Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1005 від ПС-35/10 "Заря" зі встановленням ТП на розі вул. 1 Травня та вул. Ярослава Мудрого (Комінтерна) у м.Берислав Херсонської області

Пропонується у рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, численними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від

14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в с. Костирка на вул. Дружби для розвантаження ТП-82, ТП-80, ТП-83 , а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,1958 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-82 до розвантаження складає 1,748 км, ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-80 до розвантаження складає 1,325 км, ПЛ-0,4 кВ Л-4 від ТП-83 до розвантаження складає 0,738 км. Завантаженість трансформатору ТП-80 — 39.7%, ТП-82 — 39.6%, ТП-83 — 61.1%. Втрати напруги: ТП-82 Л-2 $\Delta U = -10,11\%$; ТП-80 Л-1 $\Delta U = -11,08\%$; ТП-83 Л-4 $\Delta U = -10,78\%$.

Відстань від джерела живлення, існуючих ТП-82, ТП-80 та ТП-83, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 460м, 500м та 380м відповідно.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 231 чол.

Останній капітальний ремонт по ПЛ-0,4кВ від ТП-82 було проведено у 2021 році під час якого було виконано такі роботи: Виправлення опори поперек осі ПЛ напругою до 1кВ у кількості 16шт; Заміна зовнішніх вводів довжиною до 25 м без підставної опори у кількості 11шт; Заміна штирового ізолятора на опорі ПЛ напругою до 1 кВ — 140шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 2,34км; Заміна проводу на ПЛ 0,4кВ (провід А 35) — 2,2км; Заміна зовнішніх вводів довжиною до 60 м з підставною опорою — 8шт; Монтаж залізобетонного стояка залізобетонної опори ПЛ (типу СВ 9,5-2) — 13шт. Останнє технічне обслуговування було проведено у 2020 році.

За останні 10 років ПЛ-0,4 кВ від ТП-83 капітальних ремонтів проведено не було. Останнє технічне обслуговування було проведено в 2020 році, під час якого було виконано такі роботи: Обрізування крони дерева з автопідйомника у кількості 7шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 1,3км.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-82, що склав 32%; ПЛ-0,4кВ від ТП-80, що склав 33% та ПЛ-0,4кВ від ТП-83, що склав 37%.

Враховуючи вищевикладене, було розроблено та затверджено АТ “Херсонобленерго” технічного завдання на проектування.

Згідно проектної документації «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1005 від ПС-35/10 "Заря" зі встановленням ТП на розі вул. 1 Травня та вул. Ярослава Мудрого (Комінтерна) у м.Берислав Херсонської області», розробленої власними силами Товариства на суму 978,72 тис. грн (без ПДВ), яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р., передбачено наступний обсяг робіт:

1. Встановлення додаткового стояка опори №92п в створі існуючих опор №92 та №93 Л-1005 ПЛ-10кВ ПС-35/10 кВ “Заря” з ЩТП-10/0,4 кВ з силовим трансформатором, потужністю 250 кВА та іншим електрообладнанням (встановлення ЩТП-10/0,4 кВ виконується по вул. 1 Травня у м. Берислав, Херсонської обласі).

2. Будівництво ПЛ-0,38 кВ (назва Л-1) від РП-0,4 кВ ЩТП-10/0,4 кВ, що проєктується, до стояка опори №11 Л-2 ПЛ-0,38 кВ КТП-10/0,4 №82 для переключення лінії Л-2 ПЛ-0,38 кВ КТП-10/0,4 №82 на ділянках: №11-№28-№38, разом з опорами №11п-№15п на ЩТП-10/0,4 кВ, що проєктується, з виконанням демонтажу проводу в прогоні між опорами №10-№11, переобладнання кріплень вводів, на цих опорах, в кінцеве та заміною стояків опор (додатково виконується заміна стояків опор №11-№17п, по яким здійснюється будівництво нової ПЛ-0,38 кВ, через їх аварійний стан).

3. Будівництво ПЛ-0,38 кВ (назва Л-2) від РП-0,4 кВ ЩТП-10/0,4 кВ, що проєктується, до стояка опори №13-№17п Л-2 ПЛ-0,38 кВ КТП-10/0,4 кВ №82 для переключення лінії Л-2 ПЛ-0,38 кВ КТП-10/0,4 кВ №82 на ділянці: опора №13-№27 (при цьому виконується заміна магістрального неізолюваного проводу на ізолюваний самоутримний провід (з заміною абоненських відгалуджень, які виконані неізолюваними проводами та кабелями) в прогонах між опорами №13-№17п (заміна стояків опор виконується п.2)).

4. Будівництво ПЛ-0,38 кВ (назва Л-3) від РП-0,4 кВ ЩТП-10/0,4 кВ, що проєктується, до стояка опори №25 Л-1 ПЛ-0,38 кВ ЗТП-10/0,4 кВ №80 (з заміною стояка опори №25 та неізолюваного абоненського відгалудження) для переключення лінії Л-1 ПЛ-0,38 кВ ЗТП-10/0,4 кВ №80 на ділянці: опори №15-34, разом з опорою №16п Л-2 ПЛ-0,38 кВ КТП-10/0,4 кВ №82 з виконанням демонтажу проводу в прогоні між опорами №14-№15 та переобладнання кріплень проводів, на цих опорах, в кінцеве/кутове анкерне та заміною стояка опори №14.

5. Будівництво ПЛ-0,38 кВ (назва Л-4) від РП-0,4 кВ ЩТП-10/0,4 кВ, що проєктується, до стояка опори №13 Л-4 ПЛ-0,38 кВ КТП-10/0,4 кВ №83 (з заміною стояка опори №13 та неізолюваних абоненських відгалуджень) для переключення лінії Л-4 ПЛ-0,38 кВ КТП-10/0,4 кВ №83 на ділянці: опора №9-№22, з виконанням демонтажу проводу в прогоні між опорами №7п-№9п та переобладнання кріплень проводів, на цих опорах, в кутове анкерне.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1005 від ПС-35/10 "Заря" зі встановленням ТП на розі вул. 1 Травня та вул. Ярослава Мудрого (Комінтерна) у м.Берислав Херсонської області					
		ТП-нова					
Перелік ПЛ-0,4 кВ		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-3 (нова)	Л-4 (нова)	Л-2 (ТП-82)	Л-1 (ТП-80)
Довжина ПЛ	Всього	568	405	621	505	775	704
	Довжиною більше 400 м	0	0	0	0	0	0

	%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		-4.26%	-2.20%	-3.25%	-1.46%	0.98%	-1.92%
Кількість споживачів	Всього, шт.	29	20	49	26	31	31
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	29	20	49	26	31	31
	%	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	0	0	0	0	0
	%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	5330	3594	10550	5670	5771	5736
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	5330	3594	10550	5670	5771	5736
	%	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	0	0	0	0	0
	%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Сумарна договірна потужність кВт		75.8	54.5	132.6	85.9	87.4	88.3
Сумарна проектна потужність кВт		145	100	245	130	158	160
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	131.46					
	На 1-го споживача	0.71					
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		978.72					
Окупність згідно проектних рішень, роки		7.4					
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10		0.0					

кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)	
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки	0.0

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для усі довжини ліній не перевищують нормативні 400 м.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1005 від ПС-35/10 "Заря" зі встановленням ТП на розі вул. 1 Травня та вул. Ярослава Мудрого (Комінтерна) у м.Берислав Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки зменшується кількість абонентів, що вимикається.

2. Збільшення пропускнуної спроможності ПЛ-0,4кВ

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування

електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускну здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Після встановлення нового ТП з урахуванням перспективи підвищення, пропускну спроможність збільшується на 2 % щорічно:

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи потужність трансформатора 250 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$250 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 40296 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	40296	1,4	56,41
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			56,41

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$235 \cdot 200 \text{грн} = 47 \text{ тис. грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-80, ТП-82 та ТП-83 сумарно аварійно вимикалась 13 разів і сумарна тривалість відключень склала 5722 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 105,023 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$5722/60 \text{хв} \cdot 105,023 \text{ кВт} = 10016 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Невідпуск електроенергії	10016	1,4	14,02
Всього за невідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			14,02

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	10016	1,40	14,02
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			14,02

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
56,41	47	14,02	14,02

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 131,46 тис. грн. (без ПДВ).

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
978,72	0	131,46	7,5

Очікуваний термін окупності складе — 7,5 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 567.66 тис. грн (без ПДВ).

6.4. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-573 від ПС-35/10 "Олександрівка" зі встановленням ТП на вул. Центральна (Комсомольська) с. Олександрівка, Білозерського району Херсонської області

Пропонується у рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, численними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в с. Олександрівка на

вул. Центральна (Комсомольська) для розвантаження ТП-789, ТП-795, ТП-787, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,1816 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-789 становить 2,989км, Л-2 від ТП-795 — 2,198км, Л-2 від ТП-787 — 1,607км. Втрати напруги по Л-1 від ТП-789 складають 11,45%, Л-2 від ТП-795 — 10,9%, Л-2 від ТП-787 — 11%. Після виконання заходів будівельна довжина ПЛ-0,4 Л-1 від ТП-789 складе 2,611км, Л-2 від ТП-795 — 1,447км, Л-2 від ТП-787 — 1,005км. Завантаження трансформатора ТП-787 — 37.5%, ТП-789 — 37%, ТП-795 — 33.5%.

Відстань від джерела живлення, існуючих ТП-789, ТП-795 та ТП-787, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 690м, 645м та 900м відповідно.

Останній капітальний ремонт по ПЛ-0,4кВ від ТП-789 було проведено у 2011 році. Останнє технічне обслуговування було проведено у 2020 році під час якого було виконано такі роботи: Обрізування крони дерева з автопідйомника — 35шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 2 км; Заміна в'язки проводу на ПЛ 0,4кВ — 110шт.

Останній капітальний ремонт по ПЛ-0,4кВ від ТП-795 було проведено у 2020 році під час якого було виконано такі роботи: Заміна зовнішніх ввідів довжиною до 25 м без підставної опори у кількості 10шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 2км; Заміна в'язки проводу на ПЛ 0,4кВ — 88шт; Встановлення затискача СОАС 35 — 15шт. Останнє технічне обслуговування було проведено у 2019 році.

Останній капітальний ремонт по ПЛ-0,4кВ від ТП-787 було проведено у 2018 році під час якого було виконано такі роботи: Монтаж заземлювача опори ПЛ 0,4-10 кВ у кількості 10 шт; Монтаж заземлюючого спуску по тілу опори — 10шт; Заміна зовнішніх ввідів довжиною до 25 м без підставної опори — 27шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 2км; Заміна проводу на ПЛ 0,4кВ (провід А 35) — 3км; Монтаж залізобетонного стояка залізобетонної опори ПЛ (типу СВ 9,5-2) — 10шт. Останнє технічне обслуговування було проведено у 2020 році.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-789, що склав 27%; ПЛ-0,4кВ від ТП-795, що склав 35% та ПЛ-0,4кВ від ТП-787, що склав 48%.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 194 чол.

Враховуючи вищевикладене АТ “Херсонобленерго” розробило та затвердило технічне завдання на проектування.

Відповідно до проектної документації «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-573 від ПС-35/10 "Олександрівка" зі встановленням ТП на вул. Центральна (Комсомольська) с. Олександрівка, Білозерського району Херсонської області»,

розробленої власними силами Товариства на суму 1140,75 тис. грн (без ПДВ), яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р., передбачено наступний обсяг робіт:

- встановлення КТП-10/0,4 на вул.Центральна (Комсомольська) із трансформатором потужністю 160кВА;

- встановлення роз'єднувача РЛНДз-10/400 У1 на проєкт. опорі №1 ПЛ-10 кВ Ф-573 ПС-35/10 "Олександрівка";

- будівництво ПЛ-10 кВ живлення КТП-10/0,4 кВ від опори №6 відп. до КТП №789 ПЛ-10 кВ Ф-573 ПС-35/10 "Олександрівка" проводом 3АAsXSn-1x50 довжиною 387м;

- будівництво ПЛ-0,38 кВ з нової КТП 10/0,4 кВ та перепідключення частини навантаження для розвантаження КТП №789, №795, №787, а саме:

Л-1 нова:

- будівництво ПЛ-0,38 кВ від нової КТП 10/0,4 кВ до оп.№42, 42-41, 40-50 ПЛ-0,38 Л-1 КТП №789 проводом AsXSn 4x50 довжиною 233м та перепідключення ділянок оп.№42-46, оп.№41-36, оп.№55-53;

- демонтаж проводу від оп.№35-36 (4А-35 25м), оп.№42-46 (4А-35 154м), оп. №42-41 (4А-35 29м), оп.№52-53 (4А-25 39м) ПЛ-0,38 кВ Л-1 КТП №789;

Л-2 нова:

- будівництво ПЛ-0,38 кВ від нової КТП 10/0,4 кВ до оп.№18 ПЛ-0,38 Л-2 КТП №795 проводом AsXSn 4x50 довжиною 34м та перепідключення ділянки оп. №18-10 ПЛ-0,38 кВ Л-2 КТП №795;

- демонтаж проводу від оп.№9-10 (4А-25 31м) ПЛ-0,38 кВ Л-2 КТП №795;

Л-3 нова:

- будівництво ПЛ-0,38 кВ від нової КТП 10/0,4 кВ до оп.№50 ПЛ-0,38 Л-2 КТП №787 проводом AsXSn 4x50 довжиною 35м та перепідключення ділянки оп. №46-57, оп.№13-20 ПЛ-0,38 кВ Л-2 КТП №787;

- демонтаж проводу від оп.№12-13 (4А-35 27м) ПЛ-0,38 кВ Л-2 КТП №787;

Л-4 нова:

- будівництво ПЛ-0,38 кВ від нової КТП 10/0,4 кВ до оп.№55 ПЛ-0,38 Л-2 КТП №795 проводом AsXSn 4x50 довжиною 249м та перепідключення ділянки оп. №55-47 ПЛ-0,38 кВ Л-2 КТП №795;

- демонтаж проводу від оп.№46-47 (4А-25 25м) ПЛ-0,38 кВ Л-2 КТП №795.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-573 від ПС-35/10 "Олександрівка" зі встановленням ТП на вул. Центральна (Комсомольська) с. Олександрівка, Білозерського району Херсонської області						
		ТП-нова						
Перелік ПЛ-0,4 кВ		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-3 (нова)	Л-4 (нова)	Л-1 (789)	Л-2 (795)	Л-2 (787)
Довжина ПЛ	Всього	638	358	629	517	764	1086	423
	Довжиною більше 400 м	0	0	0	63	0	0	23

	%	0.00%	0.00%	0.00%	12.19%	0.00%	0.00%	5.44%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		-0.96%	2.57%	-1.07%	-0.95%	2.51%	-2.58%	1.68%
Кількість споживачів	Всього, шт.	16	19	12	13	22	31	25
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	16	19	12	12	22	31	24
	%	100.00	100.00	100.00	92.31	100.00	100.00	96.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	0	0	1	0	0	1
	%	0.00	0.00	0.00	7.69	0.00	0.00	4.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	2675	3532	2777	997	5550	6699	3216
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	2675	3532	2777	925	5550	6699	2952
	%	100.00	100.00	100.00	92.78	100.00	100.00	91.97
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	0	0	72	0	0	264
	%	0.00	0.00	0.00	7.22	0.00	0.00	8.21
Сумарна договірна потужність кВт		80.5	53	33.2	36	71.5	92.7	71
Сумарна проектна потужність кВт		108.7	95	60	65	116	162	125
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	108.43						
	На 1-го споживача	0.79						
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		1140.75						
Окупність згідно проектних рішень, роки		10.5						
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів		600.0						

від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)	
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки	16.1

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 600 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 16,1 років. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше 400м, складає менше 5%, а втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять - 2.58 – 2,57%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-573 від ПС-35/10 "Олександрівка" зі встановленням ТП на вул. Центральна (Комсомольська) с. Олександрівка, Білозерського району Херсонської області» 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}} .$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускної здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Після встановлення нового ТП з урахуванням перспективи підвищення, пропускна спроможність збільшується на 2 % щорічно:

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи потужність трансформатора 160 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$160 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 25789,44 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	25789,44	1,4	36,11
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			36,11

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$202 \cdot 200 \text{грн} = 40,40 \text{ тис. грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-789, ТП-795, ТП-787 сумарно аварійно вимикалась 10 разів і сумарна тривалість відключень склала 7136 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 95,871 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$7136/60\text{хв} \cdot 95,87136 \text{ кВт} = 11402 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	11402	1,4	15,96
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			15,96

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	11402	1,40	15,96
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			15,96

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
36,11	40,4	15,96	15,96

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 117,46 тис. грн. (без ПДВ).

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
1140,75	0	108,43	10,5

Очікуваний термін окупності складе — 10,5 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 687.11 тис. грн (без ПДВ).

6.5. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-573 від ПС-35/10 "Олександрівка" зі встановленням ТП на розі вул.Робоча та вул.Садова с. Олександрівка, Білозерського району Херсонської області

Пропонується у рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, численними скаргами абонентів про

незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в с. Олександрівка на вул.Садова для розвантаження ТП-789, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,031 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-789 становить 2,019км. Втрати напруги по Л-2 від ТП-789 складають -11,7%. Завантаження трансформатора ТП-789 — 37%.

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-789, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 690м.

Остінній капітальний ремонт по ПЛ-0,4кВ від ТП-789 було проведено у 2011 році. Останнє технічне обслуговування було проведено у 2020 році під час якого було виконано такі роботи: Обрізування крони дерева з автопідйомника — 35шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 2 км; Заміна в'язки проводу на ПЛ 0,4кВ — 110шт.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 41 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-789, що склав 27%.

Враховуючи вищевикладене АТ “Херсонобленерго” розробило та затвердило [технічне завдання на проектування.](#)

Відповідно до проектної документації «[Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-573 від ПС-35/10 "Олександрівка" зі встановленням ТП на розі вул.Робоча та вул.Садова с. Олександрівка, Білозерського району Херсонської області](#)», розробленої власними силами Товариства на суму 322,94 тис. грн (без ПДВ), яку затверджено [наказом №629 від 09.09.2021р.](#), передбачено наступний обсяг робіт:

- встановлення ЩТП-100/10/0,4 на оп.№1 відп. до КТП №794 ПЛ-10 кВ Ф-573 ПС-35/10 кВ “Олександрівка”;

- встановлення роз'єднувача на оп.№1 відп. до КТП №794 ПЛ-10 кВ Ф-573 ПС-35/10 кВ “Олександрівка”;

- будівництво ПЛ-0,38 кВ від нової ЩТП 10/0,4 кВ та перепідключення частини навантаження для розвантаження КТП №789, а саме:

 - Л-1 нова:

 - будівництво ПЛ-0,38 кВ від нової ЩТП 10/0,4 кВ до оп.№7 ПЛ-0,38 кВ Л-2 КТП №789 проводом AsXSn 4x50 та перепідключення ділянки оп.№7-48;

 - демонтаж проводу від оп.№6 до оп.№7 ПЛ-0,38 кВ Л-2 КТП №789;

Л-2 нова:

- будівництво ПЛІ-0,38 кВ від нової ЩТП 10/0,4 кВ до оп.№8 ПЛІ-0,38 кВ Л-2 КТП №789 проводом AsXSn 4x50 та перепідключення ділянки оп.№8-12, оп.№12-20, оп.№12-52 ПЛІ-0,38 кВ Л-2 КТП №789;

- демонтаж проводу від оп.№6 до оп.№8 ПЛІ-0,38 кВ Л-2 КТП №789.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛІ-10кВ Ф-573 від ПС-35/10 "Олександрівка" зі встановленням ТП на розі вул.Робоча та вул.Садова с. Олександрівка, Білозерського району Херсонської області		
Перелік ПЛІ-0,4 кВ		ТП-нова		
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-2 (789)
Довжина ПЛІ	Всього	672	672	419
	Довжиною більше 400 м	198	26	0
	%	29.46%	3.87%	0%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		-0.51%	-2.34%	1.98%
Кількість споживачів	Всього, шт.	23	10	9
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	16	9	9
	%	69.57	90.00	100
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	7	1	0
	%	30.43	10.00	0.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	5215	3307	942
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	3250	2859	942
	%	62.32	86.45	100
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	1965	448	0
	%	37.68	13.55	0
Сумарна договірна потужність кВт		67.2	30.4	24.2
Сумарна проектна потужність кВт		115	50	45
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	36.35
	На 1-го споживача	0.7
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		322.94
Окупність згідно проектних рішень, роки		8.9
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		600.0
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		25.4

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 600 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 25,4 років. Враховуючи, що втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять -2,34 – -0,51%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-573 від ПС-35/10 "Олександрівка" зі встановленням ТП на розі вул.Робоча та вул.Садова с. Олександрівка, Білозерського району Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки зменшується кількість абонентів, що вимикається.

2. Збільшення пропускнуної спроможності ПЛ-0,4кВ

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}} .$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускної здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Після встановлення нового ТП з урахуванням перспективи підвищення, пропускна спроможність збільшується на 2 % щорічно:

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи потужність трансформатора 100 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$100 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 16118,4 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	16118,4	1,4	22,57
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			22,57

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$44 \cdot 200 \text{грн} = 8,8 \text{ тис. грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-789 сумарно аварійно вимикалась 4 рази і сумарна тривалість відключень склала 3642 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 29,27 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$3642/60\text{хв} \cdot 29,27 \text{ кВт} = 1777 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	1777	1,4	2,49
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			2,49

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	1777	1,40	2,49
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			2,49

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
22,57	8,8	2,49	2,49

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 36,35 тис. грн. (без ПДВ).

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
322,94	0	36,35	8,9

Очікуваний термін окупності складе — 8,9 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 177.62 тис. грн (без ПДВ).

6.6. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-505 ПС-35/10 "Білозерська" зі встановленням ТП по вул. Стадіонна у смт.Білозерка Білозерського району Херсонської області

Пропонується у рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, численними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в смт. Білозерка на вул. Стадіонна для розвантаження ТП-1167, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,4264 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-1167 становить 2,536км. Втрати напруги по Л-1 від ТП-1167 складають -10,8%. Завантаження трансформатора 43%.

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-1167, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 580м.

За останні 10 років ПЛ-0,4 кВ від ТП-1167 капітальних ремонтів проведено не було. Останнє технічне обслуговування було проведено в 2020 році, під час якого було виконано такі роботи: Обрізування крони дерева з автопідйомника у кількості 7шт; Перетягування ділянки проводів від опори до вводу з застосуванням спецмеханізмів (зовнішній ввід довжиною до 25 м без підставної опори) — 11шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 0,69км.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 12 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-1167 що склав 55%.

Згідно затвердженого АТ "Херсонобленерго" технічного завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено проектну документацію «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-505 ПС-35/10 "Білозерська" зі встановленням ТП по вул. Стадіонна у смт.Білозерка Білозерського району Херсонської області» на суму 596,95 тис. грн (без ПДВ), у 2021 році яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р., згідно якої було передбачено наступний обсяг робіт:

– будівництво ПЛ-10кВ від проект. опори №12А до проект. опори №12А4 на вул. Стадіонна, проводом ЗАС-50/8;

- встановлення нової ЩТП-100/10/0,4кВ на проєкт. опори №12А4 на вул. Стадіонна;

Л-1:

- будівництво ПЛ-0,4кВ Л-н1 від нової ЩТП-100/10/0,4кВ до існ. оп.№55 Л-1 КТП-1167 проводом AsXS_n 4x50;

- відновлення повнофазного режиму в прогоні оп.№55-52 Л-1 КТП-1167 проводом AsXS_n 4x50;

- переключення ПЛ-0,4 кВ Л-1 оп.№35-55 від КТП-1167 до ПЛ-0,4кВ Л-н1, що проєктується від нової ЩТП-100/10/0,4 кВ;

- виконання струморозділу на опорі №35 ПЛ-0,4 кВ Л-1 КТП-1167;

Л-2:

- будівництво ПЛ-0,4кВ Л-н2 від нової ЩТП-100/10/0,4кВ до існ. оп.№35 Л-1 КТП-1167 проводом AsXS_n 4x50;

- переключення ПЛ-0,4 кВ Л-1 оп.№26-35; №31, 39-43, №31, 44-47 від КТП-1167 до ПЛ-0,4 кВ Л-н2, що проєктується від нової ЩТП-100/10/0,4 кВ;

- виконання струморозділу в прогоні опор №12-26 ПЛ-0,4 кВ Л-1 КТП-1167.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-505 ПС-35/10 "Білозерська" зі встановленням ТП по вул. Стадіонна у смт.Білозерка Білозерського району Херсонської області		
Перелік ПЛ-0,4 кВ		ТП-нова		
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-1 (1167)
Довжина ПЛ	Всього	508	755	1020
	Довжиною більше 400 м	0	50	87
	%	0.00%	6.62%	8.53%
Втрати напруги (U, %) згідно проєктних рішень		0.99%	-2.88%	-0.66%
Кількість споживачів	Всього, шт.	21	21	26
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	21	16	15
	%	100.00	76.19	57.69
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	5	11
	%	0.00	23.81	42.31
Споживання	Всього, кВт*г	2176	3942	2118

електричної енергії, кВт*г за місяць	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	2176	3582	1599
	%	100.00	90.87	75.5
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	360	519
	%	0.00	9.13	24.5
Сумарна договірна потужність кВт		57	64.6	75.8
Сумарна проектна потужність кВт		105	109	134
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	33.65		
	На 1-го споживача	0.49		
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		596.95		
Окупність згідно проектних рішень, роки		17.7		
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		690.0		
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		38.2		

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 690 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 38,2 років. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше 400м, складає менше 5%, а втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять - 2,88 – 0,99%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-505 ПС-35/10 "Білозерська" зі встановленням ТП по вул. Стадіонна у смт.Білозерка Білозерського району Херсонської області» 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}} .$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускної здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Після встановлення нового ТП з урахуванням перспективи підвищення, пропускна спроможність збільшується на 2 % щорічно:

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи потужність трансформатора 100 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$100 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 16118,4 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	16118,4	1,4	22,57
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			22,57

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$51 \cdot 200\text{грн} = 10,20 \text{ тис. грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-1167 сумарно аварійно вимикалась 7 рази і сумарна тривалість відключень склала 2215 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 8,464 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$2215/60\text{хв} \cdot 8,464 \text{ кВт} = 312 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	312	1,4	0,44
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			0,44

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	312	1,40	0,44
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			0,44

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
22,57	10,2	0,44	0,44

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 33,65 тис. грн. (без ПДВ).

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
596,95	0	33,65	17,7

Очікуваний термін окупності складе — 17,7 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 328.32 тис. грн (без ПДВ).

6.7. Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-786 від ПС-35/10 "Музиківка" зі встановленням ТП по вул. 8 Березня у с.Музиківка Білозерського району, Херсонської області

Пропонується у рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, численними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в с. Музиківка на вул. 8 Березня для розвантаження ТП-850, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,0607 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-850 становить 1,841км. Завантаження трансформатора неможливо визначити, оскільки ТП не знаходиться на балансі АТ "Херсонобленерго".

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-850, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 460м.

Останній капітальний ремонт по ПЛ-0,4кВ від ТП-850 було проведено у 2018 році під час якого було виконано такі роботи: Монтаж залізобетонного стояка

залізобетонної опори ПЛІ (типу СВ 9,5-2) — 15шт; Заміна проводу на ПЛІ 0,4кВ (провід А 35) — 2,4км; Заміна зовнішніх введів довжиною до 25 м без підставної опори — 30шт; Доведення опору контуру заземлення опори ПЛІ 0,4-10 кВ до нормативного — бшт. Останнє технічне обслуговування було проведено у 2020 році.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 77 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛІ-0,4кВ від ТП-850 що склав 33%.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ “Херсонобленерго” технічного завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено проектну документацію «Реконструкція ПЛІ-10 кВ Ф-786 від ПС-35/10 "Музиківка" зі встановленням ТП по вул. 8 Березня у с.Музиківка Білозерського району, Херсонської області» на суму 443,34 тис. грн (без ПДВ), у 2021 році яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р., згідно якої було передбачено наступний обсяг робіт:

- встановлення додаткової опори №2п на розі вул. 8 Березня та вул. Миру.
- будівництво ПЛІ-10 кВ від оп.№2 відг.3 до ТП-850 ПЛІ-10 кВ Ф-786 від ПС-35/10 “Музиківка” до проект. опори №2п на розі вул. 8 Березня та вул. Миру.
- встановлення ЩТП-10/0,4/160 з роз’єднувачем на проект. оп.№2п відг.3 до ТП-850 ПЛІ-10 кВ Ф-786 від ПС-35/10 “Музиківка”.
- будівництво ПЛІ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ та перепідключення частини навантаження для розвантаження КТП-850, а саме:

Л-1 нова:

- будівництво ПЛІ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до оп.№12 ПЛІ-0,38 кВ Л-1 КТП-850, проводом AsXSn 4x50.
- переключення ПЛІ-0,4 кВ Л-1 від КТП-850 оп.№12-28 на нову ЩТП, що встановлюється.

- виконання струморозділу в прогоні оп.№11-12 ПЛІ-0,4 кВ Л-1 від КТП-850.

Л-2 нова:

- будівництво ПЛІ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до оп.№11 ПЛІ-0,38 кВ Л-1 КТП-850, проводом AsXSn 4x50.
- переключення ПЛІ-0,4 кВ Л-1 від КТП-850 оп.№2-11, 29-41 на нову ЩТП, що встановлюється.

- виконання демонтажу ПЛІ-0,4 кВ Л-1 від КТП-850 в прогоні опор №1-2.

Л-3 нова:

- будівництво ПЛІ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до РЩ-0,4 кВ свердловини, проводом AsXSn 4x25;
- переключення РЩ-0,4 кВ свердловини на нову ЩТП, що встановлюється.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-786 від ПС-35/10 "Музиківка" зі встановленням ТП по вул. 8 Березня у с.Музиківка Білозерського району, Херсонської області		
Перелік ПЛ-0,4 кВ		ТП-нова		
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-3 (нова)
Довжина ПЛ	Всього	530	660	40
	Довжиною більше 400 м	0	0	0
	%	0.00%	0.00%	0.00%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		-4.88%	-1.36%	4.92%
Кількість споживачів	Всього, шт.	35	38	1
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	35	38	1
	%	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	0	0
	%	0.00	0.00	0.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	11676	11600	7
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	11676	11600	7
	%	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	0	0
	%	0.00	0.00	0.00
Сумарна договірна потужність кВт		117	114	2.6
Сумарна проектна потужність кВт		188.8	190	5
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	54.17		
	На 1-го споживача	0.73		
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		443.34		
Окупність згідно проектних рішень, роки		8.2		

Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)	0.0
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки	0.0

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для усі довжини ліній не перевищують нормативні 400 м.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-786 від ПС-35/10 "Музиківка" зі встановленням ТП по вул. 8 Березня у с.Музиківка Білозерського району, Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки зменшується кількість абонентів, що вимикається.

2. Збільшення пропускнуної спроможності ПЛ-0,4кВ

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування

електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускну здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Після встановлення нового ТП з урахуванням перспективи підвищення, пропускна спроможність збільшується на 2 % щорічно:

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи потужність трансформатора 160 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$160 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 25789,44 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	25789,44	1,4	36,11
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			36,11

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$82 \cdot 200 \text{грн} = 16,4 \text{ тис. грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-850 сумарно аварійно вимикалась 5 рази і сумарна тривалість відключень склала 3628 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 9,77 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$3628/60 \text{хв} \cdot 9,77 \text{ кВт} = 591 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	591	1,4	0,83
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			0,83

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	591	1,40	0,83
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			0,83

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
36,11	16,4	0,83	0,83

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 54,17 тис. грн. (без ПДВ).

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
443,34	0	54,17	8,2

Очікуваний термін окупності складе — 8,2 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 243.83 тис. грн (без ПДВ).

6.8. Реконструкція ПЛ-10 кВ Л-652 від ПС-35/10 "Батумская" зі встановленням ТП на вул. Михайлевського смт. Білозерка

Пропонується у рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, численними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в смт. Білозерка на вул. Михайлевського для розвантаження ТП-17, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,3381 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-17 становить 0,87км, Л-2 від ТП-17 — 1,701км. Завантаження існуючого силового трансформатора на ТП-17 складає 68,3%, втрати напруги по Л-1 від ТП-17 складають -11,4%, Л-2 від ТП-17 складають -11,4%.

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-17, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 795м.

За останні 10 років ПЛ-0,4 кВ від ТП-17 капітальних ремонтів проведено не було. Останнє технічне обслуговування було проведено в 2020 році, під час якого було виконано такі роботи: Обрізування крони дерева з автопідйомника у кількості 51шт; Розчищення траси ПЛ від порослі дерев — 1км; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 1км; Заміна в'язки проводу на ПЛ 0,4кВ — 100шт.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 121 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-17 що склав 42%.

На сьогоднішній день по ПЛ-0,4 кВ від ТП-17 один споживач отримує компенсацію згідно Постанови НКРЕКП №375 від 12.06.2018.

За останні 3 роки сума компенсацій склала 683,4 грн.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ “Херсонобленерго” технічного завдання на проектування, власними силами Товариства, було виготовлено проектну документацію «Реконструкція ПЛ-10 кВ Л-652 від ПС-35/10 "Батумская" зі встановленням ТП на вул. Михайлевського смт. Білозерка» на суму 870,83 тис. грн (без ПДВ), у 2021 році яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р., згідно якої було передбачено наступний обсяг робіт:

– Реконструкція ПЛ-10кВ Л-652 від ПС 35/10кВ "Батумская", а саме:

1. будівництво відгалуження від оп.№39 ПЛ-10кВ Ф-652 від ПС-35/10 “Батумська” зі встановленням ЩТП на кінцевій опорі;

2. Л-1 від нової ЩТП:

- будівництво ПЛ-0,4 кВ від РП-0,4кВ ЩТП до опори №29 Л-1 від ТП-17;
- переключення ПЛ-0,4кВ Л-1 від опори №15-№29 від ТП-17 на нову ЩТП;
- струморозділ в прогоні опор №14-№15 ПЛ-0,4кВ Л-1 ТП-17;

3. Л-2 від нової ЩТП:

- будівництво ПЛ-0,4кВ від РП-0,4кВ ЩТП до опори №44 Л-2 від ТП-17;
- переключення ПЛ-0,4кВ Л-2 від опори №44-№32 від ТП-17 на нову ЩТП;
- струморозділ в прогонах опор №31-№32 ПЛ-0,4кВ Л-2 ТП-17;

4. Л-3 від нової ЩТП:

- будівництво ПЛ-0,4 кВ від РП-0,4кВ ЩТП до опори №45 Л-1 від ТП-17;
- переключення ПЛ-0,4кВ Л-2 від опори №41,45-№50 від ТП-17 на нову

ЩТП;

- переключення ПЛ-0,4кВ Л-2 від опори №17-22 від ТП-17 на опору №50 ПЛ-0,4кВ Л-2 ТП-17;
- струморозділ в прогоні опор №14-№15 ПЛ-0,4кВ Л-2 ТП-17;

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-10 кВ Л-652 від ПС-35/10 "Батумская" зі встановленням ТП на вул. Михайлевського смт. Білозерка				
Перелік ПЛ-0,4 кВ		ТП-нова				
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-3 (нова)	Л-1 (17)	Л-2 (17)
Довжина ПЛ	Всього	470	510	576	370	800
	Довжиною більше 400 м	65	91	104	0	0
	%	13.83%	17.84%	18.06%	0.00%	0.00%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		-5.92%	-6.73%	-3.19%	1.26%	1.92%
Кількість споживачів	Всього, шт.	21	25	13	18	42
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	15	20	9	18	42
	%	71.43	80.00	69.23	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	6	5	4	0	0
	%	28.57	20.00	30.77	0.00	0.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	4205	5721	3527	5826	9896
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	2829	4548	1634	5826	9896
	%	67.28	79.50	46.33	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	1376	1173	1893	0	0
	%	32.72	20.50	53.67	0.00	0.00
Сумарна договірна потужність кВт		55.8	67.2	42.2	47.4	133.6
Сумарна проектна потужність кВт		105	125	70	90	217
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Сукупний	Всього	94.53				

економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	На 1-го споживача	0.79
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		870.83
Окупність згідно проектних рішень, роки		9.2
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		1500.0
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		25.1

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 1500 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 25,1 років. Враховуючи, що втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять -6,73 – -3,19%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10 кВ Л-652 від ПС-35/10 "Батумская" зі встановленням ТП на розі вул. Михайлевського та пров. Лікарняний у смт. Білозерка» 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій,

зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускну здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Після встановлення нового ТП з урахуванням перспективи підвищення, пропускну спроможність збільшується на 2 % щорічно:

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи потужність трансформатора 250 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$250 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 40296 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	40296	1,4	56,41
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			56,41

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$124 \cdot 200 \text{грн} = 24,8 \text{ тис. грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-17 сумарно аварійно вимикалась 10 рази і сумарна тривалість відключень склала 4005 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 71,245 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$4005/60\text{хв} \cdot 71,245 \text{ кВт} = 4756 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	4756	1,4	6,66
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			6,66

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	4756	1,40	6,66
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			6,66

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
56,41	24,8	6,66	6,66

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 94,53 тис. грн. (без ПДВ).

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
870,83	0	94,53	9,2

Очікуваний термін окупності складе — 9,2 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 326.38 тис. грн (без ПДВ).

6.9. Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1306 від ПС-35/10 "В.Олександрівка" зі встановленням ТП по вул. Маяковського у смт. Велика Олександрівка, Великоолександрівського району Херсонської області

Пропонується у рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, численними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в смт. В.Олександрівка на вул. Маяковського для розвантаження ТП-20, ТП-383, ТП-12, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,0337 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4кВ Л-4 від ТП-20 становить 2,06км, Л-2 від ТП-383 — 0,968км, Л-3 від ТП-12 — 2,294км. Завантаження існуючого силового трансформатора ТП-12 — 98,7%, втрати напруги по Л-4 від ТП-20 складають - 20,8%, Л-3 від ТП-12 — -13,3%.

Відстань від джерела живлення, існуючих ТП-20, ТП-383 та ТП-12, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 872м, 260м та 690м відповідно.

За останні 10 років ПЛ-0,4 кВ від ТП-20 капітальних ремонтів проведено не було. Останнє технічне обслуговування було проведено в 2020 році, під час якого було виконано такі роботи: Обрізування крони дерева з автопідйомника у кількості 25шт; Розчищення траси ПЛ від порослі дерев — 1км.

За останні 10 років ПЛ-0,4 кВ від ТП-383 капітальних ремонтів проведено не було. Останнє технічне обслуговування було проведено в 2020 році, під час якого було виконано такі роботи: Монтаж заземлюючого спуску по тілу опори у кількості 2 шт; Доведення опору контуру заземлення опори ПЛ 0,4-10 кВ до нормативного — 2шт; Обрізування крони дерева з автопідйомника — 30 шт; Перетягування ділянки проводів від опори до вводу з застосуванням спецмеханізмів — 31шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 1 км.

За останні 10 років ПЛ-0,4 кВ від ТП-12 капітальних ремонтів проведено не було. Останнє технічне обслуговування було проведено в 2019 році, під час якого було виконано такі роботи: Монтаж заземлюючого спуску по тілу опори у кількості 2 шт; Доведення опору контуру заземлення опори ПЛ 0,4-10 кВ до нормативного — 2шт; Обрізування крони дерева з автопідйомника — 55 шт; Перетягування ділянки проводів від опори до вводу з застосуванням спецмеханізмів — 10шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 1 км.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 212 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-20, що склав 27%; ПЛ-0,4кВ від ТП-383, що склав 34% та ПЛ-0,4кВ від ТП-12, що склав 32%.

Враховуючи вищевикладене, АТ “Херсонобленерго” розробило та затвердило [технічне завдання на проектування](#).

Відповідно до проектної документації «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1306 від ПС-35/10 "В.Олександрівка" зі встановленням ТП по вул. Маяковського у смт.Велика Олександрівка, Великоолександрівського району Херсонської області», розробленої власними силами Товариства на суму 468,64 тис. грн (без ПДВ), яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р., передбачено наступний обсяг робіт:

- встановлення опори в створі між опорами оп.№24-оп.№25 відг.№12 до ТП-20 ПЛ-10 кВ Ф-1306 від ПС-35/10 кВ “В. Олександрівка”.

- встановлення ЩТП-10/0,4/160 з роз’єднувачем на проєкт. оп.№24 відг.№12 до ТП-20 ПЛ-10 кВ Ф-1306 від ПС-35/10 кВ “В. Олександрівка”.

- будівництво ПЛІ-0,38 кВ з нової ЩТП 10/0,4 кВ та переключення частини навантаження для розвантаження КТП-20, КТП-383 та КТП-12, а саме:

Л-1 нова:

- будівництво ПЛІ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до оп. №50 ПЛ-0,38 кВ Л-4 КТП-20, проводом AsXSn 4x50;

- переключення ПЛ-0,4 кВ Л-4 від КТП-20 оп.№38-54 на нову ЩТП, що встановлюється.

- виконання струморозділу в прогоні оп.№8-38 ПЛ-0,4 кВ від КТП-20.

Л-2 нова:

- будівництво ПЛІ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до оп.№22 ПЛ-0,38 кВ Л-2 КТП-383 та до оп №43 ПЛ-0,38 кВ Л-3 КТП-12, проводом AsXSn 4x50;

- переключення ПЛ-0,4 кВ Л-2 від КТП-383 оп. №17-23 та ПЛ-0,38 кВ Л-3 від КТП-12 оп.№34-69 на нову ЩТП, що встановлюється.

- виконання струморозділу в прогонах оп.№7-17 ПЛ-0,4 кВ Л-2 від КТП-383 та оп.№33-34 ПЛ-0,4 кВ Л-3 від КТП-12.

Назва об’єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1306 від ПС-35/10 "В.Олександрівка" зі встановленням ТП по вул. Маяковського у смт.Велика Олександрівка, Великоолександрівського району Херсонської області				
Перелік ПЛІ-0,4 кВ		ТП-нова				
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-4 (20)	Л-2 (383)	Л-3 (12)
Довжина ПЛ	Всього	521	1214	1539	449	971

	Довжиною більше 400 м	0	0	167	0	284
	%	0.00%	0.00%	10.85%	0.00%	29.25%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		-0.03%	-0.82%	-8.36%	1.89%	-3.17%
Кількість споживачів	Всього, шт.	14	44	88	20	53
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	14	44	78	20	43
	%	100.00	100.00	88.64	100.00	81.13
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	0	10	0	10
	%	0.00	0.00	11.36	0.00	18.87
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	3814	8396	28199	3096	10930
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	3814	8396	25875	3096	8147
	%	100.00	100.00	91.76	100.00	74.54
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	0	2324	0	2783
	%	0.00	0.00	8.24	0.00	25.46
Сумарна договірна потужність кВт		41.4	115.2	241	53.37	156.9
Сумарна проектна потужність кВт		70	220	440	100	278.5
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	104.21				
	На 1-го споживача	0.48				
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		468.64				
Окупність згідно проектних рішень, роки		4.5				
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		1000.0				

Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки	14.1
---	------

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 1000 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 14,1 років. Враховуючи, що втрати напруги в кінці ліній згідно проєктних рішень становлять -8,36 – 1,89%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проєкту «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1306 від ПС-35/10 "В.Олександрівка" зі встановленням ТП по вул. Маяковського у смт.Велика Олександрівка, Великоолександрівського району Херсонської області» 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 проєкту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проєкту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається

приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускну здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Після встановлення нового ТП з урахуванням перспективи підвищення, пропускну спроможність збільшується на 2 % щорічно:

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи потужність трансформатора 160 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$160 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 25789,44 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	25789,44	1,4	36,11
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			36,11

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$219 \cdot 200 \text{грн} = 43,80 \text{ тис. грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-20, ТП-383, ТП-12 сумарно аварійно вимикалась 12 разів і сумарна тривалість відключень склала 5313 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 98,022 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$5313/60 \text{хв} \cdot 92,022 \text{ кВт} = 8680 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	8680	1,4	12,15
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			12,15

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	8680	1,40	12,15
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			12,15

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
36,11	43,8	12,15	12,15

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 104,21 тис. грн. (без ПДВ).

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
468,64	0	104,21	4,5

Очікуваний термін окупності складе — 4,5 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 257.9 тис. грн (без ПДВ).

6.10. Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-671 відп. на ТП-473 від ПС-35/10 "Петровська" зі встановленням ТП у с.Петрівка Генічеського району Херсонської області

Пропонується у рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, численними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в с. Петрівка на вул. Шевченко для розвантаження ТП-446, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,0141 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4кВ Л-4 від ТП-446 становить 1,964км, Л-1 від ТП-

446 — 1,74км. Завантаження існуючого силового трансформатору на ТП-446 складає 73,2%, втрати напруги по Л-4 від ТП-446 складають -11,6%. Планом розвитку передбачено переключення частини Л-4 на ТП, що проектується та частини Л-1 на Л-4.

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-446, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 945м.

Останній капітальний ремонт по ПЛ-0,4кВ від ТП-446 було проведено у 2016 році під час якого було виконано такі роботи: Монтаж заземлювача опори ПЛ 0,4-10 кВ — 6 шт; Виправлення опори поперек осі ПЛ напругою до 1кВ — 3шт; Перетягування ділянки проводів від опори до вводу з застосуванням спецмеханізмів — 45шт; Заміна проводу на ПЛ 0,4кВ (провід А 35) — 2,72 км; Монтаж залізобетонного підкосу залізобетонної опори ПЛ-0,4 кВ — 4шт; Монтаж залізобетонного стояка залізобетонної опори ПЛ (типу СВ 9,5-2) - 2шт. Останнє технічне обслуговування було проведено у 2020 році.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 51 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-446, що склав 39%.

Згідно затвердженого АТ “Херсонобленерго” технічного завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено проектну документацію «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-671 відп. на ТП-473 від ПС-35/10 "Петровська" зі встановленням ТП у с.Петрівка Генічеського району Херсонської області» на суму 711,46 тис. грн (без ПДВ), у 2021 році яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р., згідно якої було передбачено наступний обсяг робіт:

– будівництво ПЛ-10 кВ від оп.№11 відг.№6/3 до ТП-473 ПЛ-10 кВ Ф-671 від ПС-35/10 кВ “Петровська” з встановленням роз’єднувача та ЩТП-100/10/0,4 кВ на кінцевій опорі по вул.Шевченко у с. Петрівка Генічеського району Херсонської області;

- будівництво ПЛ-0,38 кВ з нової ЩТП-100/10/0,4 кВ та перепідключення частини навантаження для розвантаження КТП-466, а саме:

Л-1 нова:

- будівництво ПЛ-0,38 кВ з нової ЩТП-100/10/0,4 кВ до оп.№57 ПЛ-0,38 кВ Л-4 від КТП-446, проводом AsXSn 4x50 та будівництво ПЛ-0,22кВ від запроек. оп.№8 ПЛ-10кВ до оп.№8 ПЛ-10 кВ до оп.№40 ПЛ-0,38 кВ Л-4 від КТП-446, проводом AsXSn 2x25;

- виконати переключення ділянки оп.№40-оп.№46 ПЛ-0,38кВ Л-4 від КТП-446 до нової Л-1;

- виконати переключення ділянки оп.№47-оп.№59 ПЛ-0,38кВ Л-4 від КТП-446 до нової Л-1;

- виконати струморозділ в прогоні оп. №39-40, оп. №24-47 ПЛ-0,38кВ Л-4 від КТП-446;

- демонтаж проводу від оп.№37 до оп.№38 ПЛ-0,38 кВ Л-4 від КТП-446;
Л-2 нова:
- будівництво ПЛ-0,38 кВ з нової ЩТП-100/10/0,4 кВ до оп.№37 ПЛ-0,38 кВ Л-4 від КТП-446 та від оп.№8 ПЛ-10кВ до оп.№38 ПЛ-0,38 кВ Л-4 від КТП-446, проводом AsXSn 4x50;
- виконати переключення ділянки оп.№63-оп.№60, оп.№24-оп.№39 ПЛ-0,38 кВ Л-4 від КТП-446 до нової Л-2;
- демонтаж проводу від оп. №9 до оп.№24 ПЛ-0,38 кВ Л-4 від КТП-446;
Л-4 від КТП-446:
- виконати переключення ділянки оп.№10-оп.№20 ПЛ-0,38 кВ Л-1 від КТП-446 до оп.№9 ПЛ-0,38кВ Л-4 від КТП-446;
- виконати переключення ділянки оп.№32-оп.№44 ПЛ-0,38 кВ Л-1 від КТП-446 до оп.№8 ПЛ-0,38кВ Л-4 від КТП-446;
- виконати струморозділ в прогоні оп.№8-№9, оп.№7-31 ПЛ-0,38 кВ Л-1 від КТП-446.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-671 відп. на ТП-473 від ПС-35/10 "Петровська" зі встановленням ТП у с.Петрівка Генічеського району Херсонської області			
Перелік ПЛ-0,4 кВ		ТП-нова, ТП-446			
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-4 (446)	Л-1 (446)
Довжина ПЛ	Всього	788	707	1030	740
	Довжиною більше 400 м	110	181	93	62
	%	13.96%	25.60%	9.03%	8.38%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		3.17%	-1.37%	-5.86%	3.65%
Кількість споживачів	Всього, шт.	12	13	16	14
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	9	9	13	11
	%	75.00	69.23	81.25	78.57
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	3	4	3	3
	%	25.00	30.77	18.75	21.43
Споживання	Всього, кВт*г	1945	2100	4310	2054

електричної енергії, кВт*г за місяць	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	1173	1427	4022	1602
	%	60.31	67.95	93.32	77.99
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	772	673	288	452
	%	39.69	32.05	6.68	22.01
Сумарна договірна потужність кВт		30	32.6	47.6	35.1
Сумарна проектна потужність кВт		60	65	85	75
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	44.7			
	На 1-го споживача	0.81			
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		711.46			
Окупність згідно проектних рішень, роки		15.9			
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		700.0			
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		31.6			

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 700 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 31,6 років. Враховуючи, що втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять -5,86 – 3,65%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-671 відп. на ТП-473 від ПС-35/10 "Петровська" зі встановленням ТП у с.Петрівка Генічеського району Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки зменшується кількість абонентів, що вимикається.

2. Збільшення пропускнуої спроможності ПЛ-0,4кВ

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}} .$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускнуої здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Після встановлення нового ТП з урахуванням перспективи підвищення, пропускна спроможність збільшується на 2 % щорічно:

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи потужність трансформатора 100 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$100 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 16118,4 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	16118,4	1,4	22,57
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			22,57

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$83 \cdot 200\text{грн} = 16,6 \text{ тис. грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-446 сумарно аварійно вимикалась 5 разів і сумарна тривалість відключень склала 1993 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 59,552 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$1993/60\text{хв} \cdot 59,552 \text{ кВт} = 1978 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Невідпуск електроенергії	1978	1,4	2,77
Всього за невідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			2,77

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за невідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	1978	1,40	2,77
Всього за відповідальність перед споживачами за невідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			2,77

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше

22,57	16,6	2,77	2,77
-------	------	------	------

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 44,70 тис. грн. (без ПДВ).

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
711,46	0	44,7	15,9

Очікуваний термін окупності складе — 15,9 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 391.3 тис. грн (без ПДВ).

6.11. Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-634 від ПС-35/10 "Чонгарська" зі встановленням ТП у с.Чонгар, Генічеського району Херсонської області

Пропонується у рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, численними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в с. Чонгар на вул. Тараса Шевченка для розвантаження ТП-24, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,13 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-24 становить 1,855км. Втрати напруги по Л-1 від ТП-24 складають -17,49%. Завантаженість трансформатора неможливо визначити оскільки ТП не знаходиться на балансі АТ "Херсонобленерго".

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-24, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 950м.

Останній капітальний ремонт по ПЛ-0,4кВ від ТП-24 було проведено у 2016 році під час якого було виконано такі роботи: Монтаж заземлення металокопункцій (траверса, гак, хомут тощо) опори у кількості 7 шт; Перетягування ділянки проводів від опори до вводу з застосуванням спецмеханізмів (зовнішній ввід довжиною до 25 м без підставної опори) — 15шт; Заміна проводу на ПЛ 0,4кВ (провід А 35) — 0,65км; Монтаж залізобетонного

стояка залізобетонної опори ПЛ (типу СВ 9,5-2) — 5 шт. Останнє технічне обслуговування було проведено у 2020 році.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 88 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-24, що склав 37%.

За останні 3 роки по ПЛ-0,4кВ від ТП-24 Товариством було отримано 1 скаргу. На сьогоднішній день по ПЛ-0,4кВ від ТП-24 один споживач отримує компенсацію згідно Постанови НКРЕКП №375 від 12.06.2018.

Згідно затвердженого АТ “Херсонобленерго” технічного завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено проектну документацію «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-634 від ПС-35/10 "Чонгарська" зі встановленням ТП у с.Чонгар, Генічеського району Херсонської області» на суму 576,38 тис. грн (без ПДВ), у 2021 році яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р., згідно якої було передбачено наступний обсяг робіт:

- встановлення опори в створі між опорами оп. №4 — оп.№5 відг. №1 до ТП-24 ПЛ-10 кВ Ф-634 від ПС-35/10 кВ “Чонгарська”.

- встановлення ЩТП-10/0,4/160 з роз’єднувачем на проєкт. оп.№4п відг.№1 до ТП-24 ПЛ-10 кВ Ф-634 ПС-35/10 кВ “Чонгарська”.

- будівництво ПЛ-0,38 кВ з нової ЩТП 10/0,4 кВ та перепідключення частини навантаження для розвантаження КТП-24, а саме:

Л-1 нова:

- будівництво ПЛ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до оп.№10 ПЛ-0,38 кВ Л-1 КТП-24, проводом AsXSn 4x50;

- переключення ПЛ-0,4 кВ Л-1 від КТП-24 оп.№1-10; 1,56-60 на нову ЩТП, що встановлюється.

- виконання струморозділу в прогонах оп.№6-20, 10-11 ПЛ-0,4 кВ Л-1 від КТП-24.

- виконання демонтажу ПЛ-0,4 кВ Л-1 від КТП-24 до оп.№1.

Л-2 нова:

- будівництво ПЛ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до оп.№24 ПЛ-0,38 кВ Л-1 КТП-24, проводом AsXSn 4x50;

- переключення ПЛ-0,4 кВ Л-1 від КТП-24 оп.№20-24; 20; 44-55 на нову ЩТП, що встановлюється.

- виконання струморозділу в прогонах оп. №24-25 ПЛ-0,4 кВ Л-1 від КТП-24.

Л-3 нова:

- будівництво ПЛ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до оп.№25 ПЛ-0,38 кВ Л-1 КТП-24, проводом AsXSn 4x50;

- переключення ПЛ-0,4 кВ Л-1 від КТП-24 оп.№25-43 на нову ЩТП, що встановлюється.

Л-4 нова:

- будівництво ПЛІ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до оп.№11 ПЛІ-0,38 кВ Л-1 КТП-24, проводом AsXSn 4x50;

- переключення ПЛІ-0,4 кВ Л-1 від КТП-24 оп.№11-19 на нову ЩТП, що встановлюється.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛІ-10 кВ Ф-634 від ПС-35/10 "Чонгарська" зі встановленням ТП у с.Чонгар, Генічеського району Херсонської області			
Перелік ПЛІ-0,4 кВ		ТП-нова			
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-3 (нова)	Л-4 (нова)
Довжина ПЛІ	Всього	632	622	733	408
	Довжиною більше 400 м	78	116	38	0
	%	12.34%	18.65%	5.18%	0.00%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		-4.12%	-3.20%	-4.49%	0.76%
Кількість споживачів	Всього, шт.	24	20	30	14
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	16	17	24	14
	%	66.67	85.00	80.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	8	3	6	0
	%	33.33	15.00	20.00	0.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	5650	7150	9260	2757
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	3045	6869	8301	2757
	%	53.89	96.07	89.64	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	2605	281	959	0
	%	46.11	3.93	10.36	0.00
Сумарна договірна потужність кВт		62.5	50.6	75.1	35
Сумарна проектна потужність кВт		120	100	150	70
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-	-/-
Сукупний	Всього	53.99			

економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	На 1-го споживача	0.61
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		576.38
Окупність згідно проектних рішень, роки		10.7
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		800.0
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		25.5

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 800 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 25,5 років. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше 400м, складає 15%, а втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять -4,49 – 0,76%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-634 від ПС-35/10 "Чонгарська" зі встановленням ТП у с.Чонгар, Генічеського району Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки зменшується кількість абонентів, що вимикається.

2. Збільшення пропускнуної спроможності ПЛ-0,4кВ

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних

витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускної здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Після встановлення нового ТП з урахуванням перспективи підвищення, пропускна спроможність збільшується на 2 % щорічно:

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи потужність трансформатора 160 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$160 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 25789,44 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	25789,44	1,4	36,11
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			36,11

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$89 \cdot 200 \text{грн} = 17,8 \text{ тис. грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-24 сумарно аварійно вимикалась 3 рази і сумарна тривалість відключень склала 660 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 11,174 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$660/60\text{хв} \cdot 11,174 \text{ кВт} = 123 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	123	1,4	0,17
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			0,17

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	123	1,40	0,17
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			0,17

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
36,11	17,8	0,04	0,04

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 53,99 тис. грн. (без ПДВ).

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
576,38	0	53,99	10,7

Очікуваний термін окупності складе — 10,7 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 317.01 тис. грн (без ПДВ).

6.12. Реконструкція ПЛ-10 кВ ФР-12 від ПС-35/10 "Чонгарська" зі встановленням ТП у с.Атамань, Генічеського району Херсонської області

Пропонується у рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, численними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в с. Атамань на вул. Свердлова для розвантаження ТП-2, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,0666 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-2 становить 2,443км. Втрати напруги по Л-1 від ТП-2 складають -10,5%. Завантаженість трансформатора неможливо визначити, оскільки ТП не знаходиться на балансі АТ "Херсонобленерго".

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-2, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 880м.

За останні 10 років ПЛ-0,4 кВ від ТП-2 капітальних ремонтів проведено не було. Останнє технічне обслуговування було проведено в 2019 році, під час якого було виконано такі роботи: Монтаж заземлюючого спуску по тілу опори у кількості 3 шт; Доведення опору контуру заземлення опори ПЛ 0,4-10 кВ до нормативного — 3шт; Обрізування крони дерева з автопідйомника — 37 шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 1,1 км.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 56 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-2, що склав 28%.

Згідно затвердженого АТ "Херсонобленерго" технічного завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено проектну документацію «Реконструкція ПЛ-10 кВ ФР-12 від ПС-35/10 "Чонгарська" зі встановленням ТП у с.Атамань, Генічеського району Херсонської області» на суму 477,62 тис. грн (без ПДВ), у 2021 році яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р., згідно якої було передбачено наступний обсяг робіт:

- встановлення ЩТП-100/10/0,4 на проект. оп.№35п ПЛ-10 кВ ФР-12 ПС-35/10 кВ "Чонгарська", що проектується в створі опор №36-35 ПЛ-10 кВ ФР-12 ПС-35/10 кВ "Чонгарська"

- перепідключення частини навантаження для розвантаження КТП-2, а саме:

Л-1 нова:

- переключення ПЛІ-0,38 кВ Л-1 опори №1-24; №61-67 від ТП-2 на нову Л-1 ЩТП-10/0,4 кВ;

- демонтаж ПЛІ-0,38 кВ Л-1 в прогоні опор №6-25;

- демонтаж ПЛІ-0,38 кВ Л-1 від ТП-10/0,4 кВ №2 до опори №1;

- встановлення автоматичного вимикача в РП-0,4 кВ для Л-1;

Л-2 нова:

- переключення ПЛІ-0,38 кВ Л-1 опори №25-60 від ТП-2 на нову Л-2 ЩТП-10/0,4 кВ;

- встановлення автоматичного вимикача в РП-0,4кВ для Л-2.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛІ-10 кВ ФР-12 від ПС-35/10 "Чонгарська" зі встановленням ТП у с.Атамань, Генічеського району Херсонської області	
Перелік ПЛІ-0,4 кВ		ТП-нова	
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)
Довжина ПЛІ	Всього	1176	1476
	Довжиною більше 400 м	390	475
	%	33.16%	32.18%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		1.79%	0.23%
Кількість споживачів	Всього, шт.	15	32
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	4	13
	%	26.67	40.63
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	11	19
	%	73.33	59.38
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	2167	7758
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	446	2372
	%	20.58	30.57

	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	1721	5386
	%	79.42	69.43
Сумарна договірна потужність кВт		37.5	80
Сумарна проектна потужність кВт		75	160
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	34.17	
	На 1-го споживача	0.73	
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		477.62	
Окупність згідно проектних рішень, роки		14.0	
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		700.0	
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		34.5	

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 700 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 34,5 років. Враховуючи, що втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять 0,23 – 1,79%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10 кВ ФР-12 від ПС-35/10 "Чонгарська" зі встановленням ТП у с.Атамань, Генічеського району Херсонської області» 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускну здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Після встановлення нового ТП з урахуванням перспективи підвищення, пропусчна спроможність збільшується на 2 % щорічно:

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи потужність трансформатора 160 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$100 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 16118,4 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	16118,4	1,4	22,57
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			22,57

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання

та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$57 \cdot 200 \text{ грн} = 11,4 \text{ тис. грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-2 сумарно аварійно вимикалась 1 раз і сумарна тривалість відключень склала 533 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 8,396 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$533/60\text{хв} \cdot 8,396 \text{ кВт} = 75 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	75	1,4	0,1
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			0,1

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	75	1,40	0,1
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			0,1

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
22,57	11,4	0,1	0,1

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 34,17 тис. грн. (без ПДВ).

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
477,62	0	34,17	14

Очікуваний термін окупності складе — 14 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 262.69 тис. грн (без ПДВ).

6.13. Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-661 від ПС-35/10 "Н.Григорівка" зі встановленням ТП у с.Н.Григорівка Генічеського району Херсонської області

Пропонується у рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, численними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в с. Н.Григорівка на вул. Онищенко для розвантаження ТП-438, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,0029 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-438 становить 3,586км. Втрати напруги по Л-1 від ТП-438 складають -15,6%. Завантаження трансформатора складає 27%.

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-438, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 1,05км.

Останній капітальний ремонт по ПЛ-0,4кВ від ТП-438 було проведено у 2017 році під час якого було виконано такі роботи: Заміна проводу на ПЛ 0,4кВ (провід А 35) — 3,2 км; Монтаж залізобетонного стояка залізобетонної опори ПЛ (типу СВ 9,5-2) — 8шт; Монтаж заземлювача опори ПЛ 0,4-10 кВ — 44шт; Монтаж заземлюючого спуску по тілу опори — 33шт; Виправлення опори поперек осі ПЛ напругою до 1кВ — 17шт; Заміна зовнішніх введів довжиною до 25 м без підставної опори — 37шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 2,1 км. Останнє технічне обслуговування було проведено у 2020 році.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 73 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах

технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-438, що склав 41%.

Згідно затвердженого АТ “Херсонобленерго” технічного завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено проектну документацію «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-661 від ПС-35/10 "Н.Григорівка" зі встановленням ТП у с.Н.Григорівка Генічеського району Херсонської області» на суму 3711,82 тис. грн (без ПДВ), у 2021 році яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р., згідно якої було передбачено наступний обсяг робіт:

- встановлення ЩТП-100/10/0,4 на існ. оп. №21 відгал.№1 до ТП-438 ПЛ-10 кВ Ф-661 ПС-35/10 кВ “Н.Григорівка”;

- переключення частини навантаження для розвантаження КТП-438, а саме:

Л-1 нова:

- переключення ПЛ-0,38 кВ Л-1 опори №89-104 від ТП-438 на нову Л-1 ЩТП-10/0,4 кВ;

- демонтаж ПЛ-0,38 кВ Л-1 від в прогоні опор №33-89;

- встановлення автоматичного вимикача в РП-0,4 кВ для Л-1;

Л-2 нова:

- переключення ПЛ-0,38 кВ Л-1 опори №2-34 від ТП-438 на нову Л-2 ЩТП-10/0,4 кВ;

- демонтаж ПЛ-0,38 кВ Л-1 від в прогоні опор №34-35;

- демонтаж ПЛ-0,4 кВ Л-1 від РП-0,4 кВ ТП-438 до опори №2 ПЛ-0,4 кВ Л-1 ТП-438;

- встановлення автоматичного вимикача в РП-0,4 кВ для Л-2;

Л-3 нова:

- переключення ПЛ-0,38 кВ Л-1 опори №35-60 від ТП-438 на нову Л-3 ЩТП-10/0,4 кВ;

- встановлення автоматичного вимикача в РП-0,4 кВ для Л-3;

Л-4 нова:

- переключення ПЛ-0,38 кВ Л-1 опори №61-88 від ТП-438 на нову Л-4 ЩТП-10/0,4 кВ;

- демонтаж ПЛ-0,38 кВ Л-1 від в прогоні опор №33-61;

- встановлення автоматичного вимикача в РП-0,4 кВ для Л-4.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-661 від ПС-35/10 "Н.Григорівка" зі встановленням ТП у с.Н.Григорівка Генічеського району Херсонської області			
Перелік ПЛ-0,4 кВ		ТП-нова			
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-3 (нова)	Л-4 (нова)
Довжина ПЛ	Всього	603	1155	986	991
	Довжиною більше 400 м	149	660	443	310

	%	24.71%	57.14%	44.93%	31.28%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		4.70%	3.79%	4.78%	3.48%
Кількість споживачів	Всього, шт.	5	29	15	28
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	5	17	4	14
	%	100.00	58.62	26.67	50.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	12	11	14
	%	0.00	41.38	73.33	50.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	1084	10695	3495	4477
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	1084	7063	1988	1929
	%	100.00	66.04	56.88	43.09
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	3632	1507	2548
	%	0.00	33.96	43.12	56.91
Сумарна договірна потужність кВт		19	89.7	60	70
Сумарна проектна потужність кВт		25	157	75	140
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	42.69			
	На 1-го споживача	0.55			
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		443.01			
Окупність згідно проектних рішень, роки		10.4			
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		950.0			
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		32.6			

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 950 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 32,6 років. Враховуючи, що втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять 3,48 – 4,78%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-661 від ПС-35/10 "Н.Григорівка" зі встановленням ТП у с.Н.Григорівка Генічеського району Херсонської област» 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}} .$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела

живлення, конфігурації та пропускної здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Після встановлення нового ТП з урахуванням перспективи підвищення, пропускна спроможність збільшується на 2 % щорічно:

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи потужність трансформатора 100 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$100 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 16118,4 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	16118,4	1,4	22,57
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			22,57

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$76 \cdot 200 \text{грн} = 15,2 \text{ тис. грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-438 сумарно аварійно вимикалась 2 рази і сумарна тривалість відключень склала 1313 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 80,161 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$1313/60 \text{хв} \cdot 80,161 \text{ кВт} = 1754 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	1754	1,4	2,46
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			2,46

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	1754	1,40	2,46
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			2,46

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
22,57	15,2	2,46	2,46

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 42,69 тис. грн. (без ПДВ).

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
443,01	0	42,69	10,4

Очікуваний термін окупності складе — 10,4 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 243.66 тис. грн (без ПДВ).

6.14. Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-633 від ПС-35/10 "Чонгар" зі встановленням ТП у с.Чернігівка Генічеського району Херсонської області

Пропонується у рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, численними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в с. Чернігівка на вул. Сиваська для розвантаження ТП-68, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,0209 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-68 становить 1,408км. Втрати напруги по Л-1 від ТП-68 складають -11,1%. Завантаження трансформатора неможливо визначити, оскільки ТП не знаходиться на балансі АТ “Херсонобленерго”.

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-68, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 680м.

За останні 10 років ПЛ-0,4 кВ від ТП-68 капітальних ремонтів проведено не було. Останнє технічне обслуговування було проведено в 2020 році, під час якого було виконано такі роботи: Обрізування крони дерева з автопідйомника у кількості 41шт; Розчищення траси ПЛ від порослі дерев — 0,68км; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 0,87км; Заміна в’язки проводу на ПЛ 0,4кВ — 87шт.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 10 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-68, що склав 33%.

Згідно затвердженого АТ “Херсонобленерго” технічного завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено проектну документацію «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-633 від ПС-35/10 "Чонгар" зі встановленням ТП у с.Чернігівка Генічеського району Херсонської області» на суму 316,16 тис. грн (без ПДВ), у 2021 році яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р., згідно якої було передбачено наступний обсяг робіт:

– встановлення ЩТП-100/10/0,4 на проєкт. оп.№253п ПЛ-10 кВ Ф-633 ПС-35/10 кВ “Чонгар”, що проєктується в створі опор №253-254 ПЛ-10 кВ Ф-633 ПС-35/10 кВ “Чонгар”;

Л-1 нова:

- переключення ПЛ-0,38 кВ Л-1 опори №7-38 від КТП-68 на нову Л-1 ЩТП-10/0,4 кВ;

- демонтаж ПЛ-0,38 кВ Л-1 від ТП-10/0,4 кВ №68 в прогоні опор №1-7;

- встановлення автоматичного вимикача в РП-0,4кВ для Л-1.

Назва об’єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ 0,4кВ від КТП-787 з переключенням частини ПЛ-0,4кВ на нові ТП в с.Олександрівка Білозерського району Херсонської області
Перелік ПЛ-0,4 кВ		ТП-нова
		Л-1 (нова)
Довжина ПЛ	Всього	1100

	Довжиною більше 400 м	130
	%	11.82%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		-5.38%
Кількість споживачів	Всього, шт.	13
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	10
	%	76.92
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	3
	%	23.08
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	1239
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	877
	%	70.78
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	362
	%	29.22
Сумарна договірна потужність кВт		40
Сумарна проектна потужність кВт		65
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	25.17
	На 1-го споживача	1.94
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		316.16
Окупність згідно проектних рішень, роки		12.6
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		380.0
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-		27.7

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 380 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 27,7 років. Враховуючи, що втрати напруги в кінці лінії згідно проєктних рішень становлять -5,38%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проєкту «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-633 від ПС-35/10 "Чонгар" зі встановленням ТП у с.Чернігівка Генічеського району Херсонської області» 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 проєкту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проєкту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела

живлення, конфігурації та пропускної здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Після встановлення нового ТП з урахуванням перспективи підвищення, пропускна спроможність збільшується на 2 % щорічно:

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи потужність трансформатора 100 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$100 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 16118,4 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	16118,4	1,4	22,57
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			22,57

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$12 \cdot 200 \text{грн} = 2,4 \text{ тис. грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-68 сумарно аварійно вимикалась 1 раз і сумарна тривалість відключень склала 794 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 5,502 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$794/60 \text{хв} \cdot 5,502 \text{ кВт} = 73 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	73	1,4	0,1
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			0,1

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	73	1,40	0,1
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			0,1

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
22,57	2,4	0,1	0,1

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 25,17 тис. грн. (без ПДВ).

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
316,16	0	25,17	12,6

Очікуваний термін окупності складе — 12,6 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 173.89 тис. грн (без ПДВ).

6.15. Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-52 від ПС-150/35/10 "Чулаковская" зі встановленням ТП на розі вул. Миру (Держинського) та вул. Карла Маркса у с. Чулаківка Голопристанського району Херсонської області

Пропонується у рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, численними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в с. Чулаківка на розі вул. Миру (Держинського) та вул. Карла Маркса для розвантаження ТП-359, ТП-362, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,0063 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4кВ Л-4 від ТП-359 становить 1,771км, Л-3 від ТП-359 — 2,243км, Л-2 від ТП-362 — 1,123км. Завантаження існуючого силового трансформатору на ТП-359 складає 81,2%, на ТП-362 — 59,9%, втрати напруги по Л-4 від ТП-359 складають -11,95%, Л-3 від ТП-359 — -23,49%, Л-2 від ТП-362 — -52,66%.

Відстань від джерела живлення, існуючих ТП-359, ТП-362, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 760м та 1,11км відповідно.

Останній капітальний ремонт по ПЛ-0,4кВ від ТП-359 було проведено у 2013 році під час якого було виконано такі роботи: Монтаж заземлюючого спуску по тілу опори — 4 шт; Підтягування стояків опор до 10 м — 38шт; Заміна проводу на ПЛ 0,4кВ (провід А 35) — 3,4 км; Заміна зовнішніх введів довжиною до 60 м з підставною опорою (1 фазний) — 22 шт; Монтаж залізобетонного стояка залізобетонної опори ПЛ (типу СВ 9,5-2) — 36 шт. Останнє технічне обслуговування було проведено у 2020 році.

Останній капітальний ремонт по ПЛ-0,4кВ від ТП-362 було проведено у 2013 році під час якого було виконано такі роботи: Монтаж заземлювача опори ПЛ 0,4-10 кВ — 9шт; Монтаж заземлення металоконструкцій (траверса, гак, хомут тощо) опори — 43 шт; Заміна проводу на ПЛ 0,4кВ (провід А 35) — 4,46 км; Монтаж залізобетонного стояка залізобетонної опори ПЛ (типу СВ 9,5-2) — 9 шт. Останнє технічне обслуговування було проведено у 2020 році.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 107 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-359, що склав 36% та ПЛ-0,4кВ від ТП-362, що склав 43%.

Згідно затвердженого АТ “Херсонобленерго” технічного завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено проектну документацію «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-52 від ПС-150/35/10 "Чулаковская" зі встановленням ТП на розі вул. Миру (Держинського) та вул. Карла Маркса у с. Чулаківка Голопристанського району Херсонської області» на суму 871,20 тис. грн (без ПДВ), у 2021 році яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р., згідно якої було передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-52 від ПС-150/35/10кВ “Чулаківка” зі встановленням ЩТП-10/0,4 кВ 160 кВА на розі вул. Миру (Держинського) та вул. К.Маркса у с.Чулаківка Голопристанського району Херсонської області;

- нову ЩТП підключити від оп.№12 відг. до ТП-214 ПЛ-10 кВ Ф-52 від ПС-150/35/10 кВ “Чулаківка”;

- Л-1н: перепідключення ПЛ-0,4кВ Л-4 оп.№19-27 від ТП-359 на нову ЩТП, що проектується;

- демонтаж проводів в прогоні оп.№18-19 ПЛІ-0,4кВ Л-4 від ТП-359;
- Л-2н: перепідключення ПЛІ-0,4кВ Л-3 оп.№50-71 від ТП-359 на нову ЩТП, що проектується;
- демонтаж проводів в прогоні оп.№22-50 ПЛІ-0,4кВ Л-3 від ТП-359;
- Л-3н перепідключення ПЛІ-0,4кВ Л-3 оп.20-49, оп.№22-72-78 від ТП-359 на нову ЩТП, що проектується;
- демонтаж проводів в прогоні оп.№18-20 ПЛІ-0,4кВ Л-3 від ТП-359;
- Л-4н: перепідключення ПЛІ-0,4 кВ Л-2 оп.№15-38 від ТП-362 на нову ЩТП, що проектується;
- демонтаж проводів в прогоні оп.№14-15 ПЛІ-0,4кВ Л-2 від ТП-362.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-52 від ПС-150/35/10 "Чулаковская" зі встановленням ТП на розі вул. Миру (Дзержинського) та вул. Карла Маркса у с. Чулаківка Голопристанського району Херсонської області						
Перелік ПЛІ-0,4 кВ		ТП-нова						
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-3 (нова)	Л-4 (нова)	Л-4 (359)	Л-3 (359)	Л-2 (362)
Довжина ПЛ	Всього	388	600	1063	991	1383	660	415
	Довжиною більше 400 м	0	191	267	265	152	46	15
	%	0.00%	31.83 %	25.12 %	26.74%	10.99 %	6.97%	3.61%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		1.05%	-0.52%	- 3.07 %	-1.27%	- 4.32 %	2.12%	0.02%
Кількість споживачів	Всього, шт.	7	14	23	27	24	7	11
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	7	9	14	14	20	7	9
	%	100.00	64.29	60.87	51.85	83.33	100.00	81.82
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	5	9	13	4	0	2
	%	0.00	35.71	39.13	48.15	16.67	0.00	18.18
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	665	5119	7075	5282	5673	1593	3244
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	665	3065	3689	3088	4927	1593	1982
	%	100.00	59.87	52.14	58.46	86.85	100.00	61.10

	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	2054	3386	2194	746	0	1262
	%	0.00	40.13	47.86	41.54	13.15	0.00	38.90
Сумарна договірна потужність кВт		19.4	40.2	61.2	142	74.4	18.1	42
Сумарна проектна потужність кВт		35	70	115	172	127	35	65
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	67.65						
	На 1-го споживача	0.60						
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		871.2						
Окупність згідно проектних рішень, роки		12.9						
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		890.0						
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		26.0						

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 890 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 26 років. Враховуючи, що втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять -3,07 – 1,05%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-52 від ПС-150/35/10 "Чулаковская" зі встановленням ТП на розі вул. Миру (Дзержинського) та вул.

Карла Маркса у с. Чулаківка Голопристанського району Херсонської області» 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускної здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Після встановлення нового ТП з урахуванням перспективи підвищення, пропускна спроможність збільшується на 2 % щорічно:

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи потужність трансформатора 160 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$160 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 25789,44 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт ·	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
-------------------------------------	------------------	---------------------	---------------------------

		год	
Збільшення корисного відпуску	25789,44	1,4	36,11
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			36,11

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$113 \cdot 200\text{грн} = 22,6 \text{ тис. грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-359, ТП-362 сумарно аварійно вимикалась 3 рази і сумарна тривалість відключень склала 2924 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 65,55 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$2924/60\text{хв} \cdot 65,55 \text{ кВт} = 3194 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	3194	1,4	4,47
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			4,47

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	3194	1,40	4,47
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			4,47

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
36,11	22,6	4,47	4,47

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 67,65 тис. грн. (без ПДВ).

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
871,20	0	67,65	12,9

Очікуваний термін окупності складе — 12,9 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 505.3 тис. грн (без ПДВ).

6.16. Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-274 від ПС-35/10 кВ "Горностаївка" зі встановленням ТП на розі вул. Південна та вул. Партизанська у смт. Горностаївка, Горностаївського району Херсонської області

Пропонується у рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, численними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в смт. Горностаївка на розі вул. Південна та вул. Партизанська для розвантаження ТП-60, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,0357 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-60 становить 1,499км. Втрати напруги по Л-1 від ТП-60 складають 27,5%. Фактичне завантаження трансформатора визначити неможливо, оскільки ТП не знаходиться на балансі АТ "Херсонобленерго".

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-60, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 710м.

Останній капітальний ремонт по ПЛ-0,4кВ від ТП-60 було проведено у 2018 році під час якого було виконано такі роботи: Підтягування стояків опор до 10 м — 7 шт; Монтаж залізобетонного стояка залізобетонної опори ПЛ (типу СВ 9,5-2) — 7 шт. Останнє технічне обслуговування було проведено у 2020 році.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 55 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах

технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-60, що склав 40%.

Враховуючи вищевикладене, згідно затвердженого АТ “Херсонобленерго” технічного завдання на проектування власними силами Товариства, було виготовлено проектну документацію «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-274 від ПС-35/10 кВ "Горностаївка" зі встановленням ТП на розі вул. Південна та вул. Партизанська у смт. Горностаївка, Горностаївського району Херсонської області» на суму 900,00 тис. грн (без ПДВ), у 2021 році яку затверджено наказом №629 від 09.09.2021р., згідно якої було передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція ПЛ-10кВ Ф-274 від ПС-35/10 “Горностаївка” смт. Горностаївка, Горностаївського району Херсонської області, а саме:

- встановлення опори в створі між опорами №1 та №2 відг. до ТП-59 ПЛ-10 кВ Ф-274 від ПС-35/10 “Горностаївка”;

- будівництво ПЛЗ-10 кВ живлення ЩТП-10/0,4 кВ від опори, що проектується між опорами №1 та №2 відг. до ТП-59 ПЛ-10 кВ Ф-274 від ПС-35/10 “Горностаївка”;

- будівництво нової ЩТП на розі вул. Південна та вул. Центральна. Потужність силового трансформатора згідно розрахунків обрано 100 кВА типу ТМГСУ;

- будівництво ПЛІ-0,38кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ та перепідключення частини навантаження для розвантаження КТП-№60(А), а саме:

Л-1 нова:

- будівництво ПЛІ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до оп.№5 ПЛ-0,38 кВ Л-1 КТП-№60(А), проводом AsXSn 4x50;

- демонтаж проводу (струморозділ) від оп.№1 до оп.№2а ПЛ-0,38 кВ Л-1 КТП-№60(А);

Л-2 нова:

- будівництво ПЛІ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до оп.№46 ПЛ-0,38 кВ Л-1 КТП-№60(А), проводом AsXSn 4x50;

- демонтаж проводу (струморозділ) від оп.№12 до оп.№44 ПЛ-0,38 кВ Л-1 КТП-№60(А);

Л-3 нова:

- будівництво ПЛІ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до оп.№10 ПЛ-0,38 кВ Л-1 КТП-№60(А), проводом AsXSn 4x50.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-274 від ПС-35/10 кВ "Горностаївка" зі встановленням ТП на розі вул. Південна та вул. Партизанська у смт. Горностаївка, Горностаївського району Херсонської області		
Перелік ПЛІ-0,4 кВ		ТП-нова		
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-3 (нова)
Довжина ПЛІ	Всього	315	496	788

	Довжиною більше 400 м	0	0	134
	%	0.00%	0.00%	17.01%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		4.15%	-0.52%	-4.30%
Кількість споживачів	Всього, шт.	14	13	32
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	14	13	17
	%	100.00	100.00	53.13
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	0	15
	%	0.00	0.00	46.88
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	6085	3808	12349
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	6085	3808	7939
	%	100.00	100.00	64.29
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	0	4410
	%	0.00	0.00	35.71
Сумарна договірна потужність кВт		42	33.8	104.6
Сумарна проектна потужність кВт		70	65	168
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	94.72		
	На 1-го споживача	1.61		
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		900		
Окупність згідно проектних рішень, роки		9.5		
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		1200.0		
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		22.2		

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин

ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 840 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 44,93 років. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше 400м, складає менше 15%, а втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять - 4,30 – 4,15%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-274 від ПС-35/10 кВ "Горностаївка" зі встановленням ТП на розі вул. Південна та вул. Партизанська у смт. Горностаївка, Горностаївського району Херсонської області» 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела

живлення, конфігурації та пропускної здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Після встановлення нового ТП з урахуванням перспективи підвищення, пропускна спроможність збільшується на 2 % щорічно:

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи потужність трансформатора 320 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$320 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 51578,88 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	51578,88	1,4	72,21
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			72,21

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$61 \cdot 200 \text{грн} = 12,2 \text{ тис. грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-466, ТП-391 сумарно аварійно вимикалась 3 рази і сумарна тривалість відключень склала 1969 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 112,24 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$1969/60 \text{хв} \cdot 112,24 \text{ кВт} = 3683 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Невідпуск електроенергії	3683	1,4	5,16
Всього за невідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			5,16

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	3683	1,40	5,16
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			5,16

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
72,21	12,2	5,16	5,16

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 94,72 тис. грн. (без ПДВ).

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
900,00	0	94,72	9,5

Очікуваний термін окупності складе — 9,5 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 404.05 тис. грн (без ПДВ).

6.17. ПЛ-10 кВ Ф-462 від ПС-35/10кВ "Іванівська" зі встановленням ТП по вул.Іванівська у смт.Іванівка Іванівського району Херсонської області

Пропонується у рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, численними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в смт. Іванівка на вул. Іванівська для розвантаження ТП-165, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,1658 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-165 становить 2,215км. Завантаження існуючого силового трансформатора на ТП-165 складає 86,5%, втрати напруги по Л-2 від ТП-165 складають -12,3%.

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-165, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 1,32км.

За останні 10 років ПЛ-0,4 кВ від ТП-165 капітальних ремонтів проведено не було. Останнє технічне обслуговування було проведено в 2019 році, під час якого було виконано такі роботи: Обрізування крони дерева з автопідйомника — 45 шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 0,2 км; Заміна в'язки проводу на ПЛ 0,4кВ — 28 шт.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 63 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-165, що склав 26%.

Враховуючи вищевикладене, АТ “Херсонобленерго” розробило та затвердило технічне завдання на проектування.

Відповідно до проектної документації «ПЛ-10 кВ Ф-462 від ПС-35/10кВ "Іванівська" зі встановленням ТП по вул.Іванівська у смт.Іванівка Іванівського району Херсонської області», розробленої власними силами Товариства на суму 406,35 тис. грн (без ПДВ), та затвердженої наказом №629 від 09.09.2021р., передбачено наступний обсяг робіт:

- будівництво нової ТП на вул.Іванівська . Потужність силового трансформатора згідно розрахунків обрано 100кВА типу ТМГСУ;

- нова ТП живиться від опори №5 відп.№5 ПЛ-10кВ Ф-462 ПС-35/10кВ "Іванівка". Проектом передбачено реконструкцію опори №5 відп.№5 ПЛ-10кВ Ф-462 ПС-35/10кВ "Іванівка";

Л-1 нова:

- будівництво ПЛ-0,4кВ від ТП, що проектується до опори №29 Л-2 від ТП-165;

- переключення ПЛ-0,4кВ Л-2 опори №29-47 від ТП-165 на нову ТП, що проектується;

- виконується струморозділ в прогоні опор №47-48 ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-165;

Л-2 нова:

- будівництво ПЛ-0,4кВ від ТП, що проектується до опори №50 Л-2 від ТП-165;

- переключення ПЛ-0,4кВ Л-2 опори №22-28, 48-65 від ТП-165 на нову ТП, що проектується;

- виконується струморозділ в прогоні опор №21-22 ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-165.

Назва об'єкта реконструкції	Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-462 від ПС-35/10кВ "Іванівська" зі встановленням ТП по вул.Іванівська у смт.Іванівка
-----------------------------	---

		Іванівського району Херсонської області		
Перелік ПЛІ-0,4 кВ		ТП-нова		
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-2 (165)
Довжина ПЛ	Всього	637	637	941
	Довжиною більше 400 м	91	0	141
	%	14.29%	0.00%	14.98%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		-3.19%	-1.91%	
Кількість споживачів	Всього, шт.	19	22	14
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	15	22	5
	%	78.95	100.00	35.71
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	4	0	9
	%	21.05	0.00	64.29
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	3428	4672	4248
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	2373	4672	252
	%	69.22	100.00	5.93
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	1055	0	3996
	%	30.78	0.00	94.07
Сумарна договірна потужність кВт		50	55.1	45
Сумарна проектна потужність кВт		95	110	70
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	42.07		
	На 1-го споживача	1.03		
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		406.35		

Окупність згідно проектних рішень, роки	9.7
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)	650.0
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки	25.1

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 650 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 25,1 років. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше 400м, складає близько 15%, а втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять - 3,19 – -1,91%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-462 від ПС-35/10кВ "Іванівська" зі встановленням ТП по вул.Іванівська у смт.Іванівка Іванівського району Херсонської області» 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускної здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Після встановлення нового ТП з урахуванням перспективи підвищення, пропускна спроможність збільшується на 2 % щорічно:

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи потужність трансформатора 100 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$100 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 16118,4 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	16118,4	1,4	22,57
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			22,57

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$68 \cdot 200 \text{грн} = 13,6 \text{ тис. грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-167 сумарно аварійно вимикалась 6 рази і сумарна тривалість відключень склала 1524 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 83,039 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$1524/60\text{хв} \cdot 83,039 \text{ кВт} = 2109 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	2109	1,4	2,95
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			2,95

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	2109	1,40	2,95
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			2,95

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
22,57	13,6	2,95	2,95

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 42,07 тис. грн. (без ПДВ).

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
406,35	0	42,07	9,7

Очікуваний термін окупності складе — 9,7 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 231.26 тис. грн (без ПДВ).

6.18. Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-212 від ПС-35/10 "НС-6 по Р-1-1 зі встановленням ТП по вул. Житомирська у с. Костогризове Каховського району Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, чисельними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в с. Костогризове Каховського району на вул. Житомирська з трансформатором 160 кВА для розвантаження ТП-125А.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,22 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-125 становить 1,913км, Л-2 від ТП-125 — 2,231км. Втрати напруги по Л-1 від ТП-125 складають -11,5%, Л-2 від ТП-125 — -12,5%. Фактичне завантаження ТП неможливо визначити, оскільки вона не знаходиться на балансі АТ «Херсонобленерго».

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-125, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 695м.

За останні 10 років ПЛ-0,4 кВ від ТП-125 капітальних ремонтів проведено не було. Останнє технічне обслуговування було проведено в 2019 році, під час якого було виконано такі роботи: Монтаж заземлення металоконструкцій (траверса, гак, хомут тощо) опори — 10шт; Перетягування ділянки проводів від опори до вводу з застосуванням спецмеханізмів — 30 шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 3,5км; Виправлення опори поперек осі ПЛ напругою до 1кВ — 18 шт; Виправлення опори вздовж траси ПЛ напругою до 1кВ — 15 шт.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 85 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі», Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-125, що склав 30%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-212 від ПС-35/10 "НС-6 по Р-1-1 зі встановленням ТП по вул. Житомирська у с. Костогризове Каховського району Херсонської області».

Згідно проєктної документації «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-212 від ПС-35/10 "НС-6 по Р-1-1 зі встановленням ТП по вул. Житомирська у с. Костогризове Каховського району Херсонської області», на суму 500,75 тис. грн (без ПДВ), затвердженої наказом №629 від 09.09.2021р., передбачено наступний обсяг робіт:

- встановлення ЩТП-10/0,4/160 з роз'єднувачем на оп.№3 відг.№8 до ТП-125 ПЛ-10 кВ Ф-212 ПС-35/10 кВ «НС-6 по Р-1-1».

- будівництво ПЛ-0,38 кВ з нової ЩТП 10/0,4 кВ та перепідключення частини навантаження для розвантаження КТП-125, а саме:

Л-1 нова:

- будівництво ПЛІ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до оп.№18 та оп.№6 ПЛІ-0,38 Л-1 КТП-125, проводом AsXS_n 4x50;
- переключення ПЛІ-0,4 кВ Л-1 від КТП-125 оп.№18-26, 6-17 на нову ЩТП, що встановлюється.
- виконання струморозділу в прогонах оп. №5-27 ПЛІ-0,4 кВ Л-1 від КТП-125
- виконання демонтажу ПЛІ-0,4кВ Л-1 від КТП-125 в прогоні опор №1-18, 5-6.
- Л-2 нова:
 - будівництво ПЛІ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до оп.№27 ПЛІ-0,38 кВ Л-1 КТП-125, проводом AsXS_n 4x50;
 - переключення ПЛІ-0,4 кВ Л-1 від КТП-125 оп.№27-45 на нову ЩТП, що встановлюється.
- Л-3 нова:
 - будівництво ПЛІ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до оп.№1 ПЛІ-0,38 кВ Л-2 КТП-125, проводом AsXS_n 4x50;
 - переключення ПЛІ-0,4 кВ Л-2 від КТП-125 оп.№1-36, 20-33, 4-19 на нову ЩТП, що встановлюється.
 - виконання струморозділу в прогонах оп. №20-37 ПЛІ-0,4 кВ Л-2 від КТП-125;
 - виконання демонтажу ПЛІ-0,4кВ Л-2 від КТП-125 до опори №1.
- Л-4 нова:
 - будівництво ПЛІ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до оп.№37 ПЛІ-0,38 кВ Л-2 КТП-125, проводом AsXS_n 4x50;
 - переключення ПЛІ-0,4 кВ Л-2 від КТП-125 оп.№37-56, 37-67 на нову ЩТП, що встановлюється.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛІ-10 кВ Ф-212 від ПС-35/10 "НС-6 по Р-1-1 зі встановленням ТП по вул. Житомирська у с. Костогризове Каховського району Херсонської області			
Перелік ПЛІ-0,4 кВ		ТП-нова			
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-3 (нова)	Л-4 (нова)
Довжина ПЛІ	Всього	870	652	1254	1106
	Довжиною більше 400 м	35	252	102	322
	%	4.02%	38.65%	8.13%	29.11%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		0.63%	-9.40%	-3.99%	-4.90%
Кількість споживачів	Всього, шт.	10	33	14	26
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	10	13	7	20
	%	100.00	39.39	50.00	76.92

	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	20	7	6
	%	0.00	60.61	50.00	23.08
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	1631	4376	2862	6498
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	1631	1575	674	5753
	%	100.00	35.99	23.55	88.53
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	2801	2188	745
	%	0.00	64.01	76.45	11.47
Сумарна договірна потужність кВт		29.2	93	40.4	72.92
Сумарна проектна потужність кВт		50	165	70	130
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	66.73			
	На 1-го споживача	0.80			
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		500.75			
Окупність згідно проектних рішень, роки		7.5			
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		1500.0			
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		30.0			

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 1500 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткових ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 30 років. Враховуючи, що втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять -9,4 – 0,63%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-212 від ПС-35/10 "НС-6 по Р-1-1 зі встановленням ТП по вул. Житомирська у с. Костогризове Каховського району Херсонської області» 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускної здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Після встановлення нового ТП з урахуванням перспективи підвищення, пропускна спроможність збільшується на 2 % щорічно:

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи потужність трансформатора 160 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$160 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 25789,44 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг,	Вартість,	Сума, тис. грн. (без
-------------------------------------	--------	-----------	----------------------

	кВт · год	грн/кВт · год	ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	25789,44	1,4	36,11
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			36,11

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$78 \cdot 200 + 7 \cdot 400 = 18,4 \text{ тис.грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-125 сумарно аварійно вимикалась 3 рази і сумарна тривалість відключень склала 2431 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 108 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$2431\text{хв}/60\text{хв} \cdot 108 \text{ кВт} = 4366 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	4366	1,4	6,11
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			6,11

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	4366	1,4	6,11
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			6,11

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)

Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
36,11	18,4	6,11	6,11
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)		Окупність, роки
500,75	66,73		7,5

Очікуваний термін окупності складе — 7,5 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 275.41 тис. грн (без ПДВ).

6.19. Реконструкція КЛ-6 кВ Ф-624 ПС-330 "Каховська" зі встановленням ТП для розвантаження ПЛ-0,4кВ від ТП-12 в м. Нова Каховка Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, багаточисельними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в м. Нова Каховка на вул. Торгова з трансформатором 630 кВА для розвантаження ПЛ-0,4кВ від ТП-12.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,16 хв.

Будівельна довжина фідерів ПЛ-0,4 кВ до розвантаження складає: Л-4 від ТП-12 — 0,658 км та Л-6 від ТП-12 — 0,25 км. Завантаженість трансформатору ТП-12 складає 99,1%. Втрати напруги Л-4 від ТП-12 — 11,37%; Л-6 від ТП-12 — 11,14%.

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-12, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 265м.

За останні 10 років ПЛ-0,4 кВ від ТП-12 капітальних ремонтів проведено не було. Останнє технічне обслуговування було проведено в 2020 році, під час якого було виконано такі роботи: Обрізування крони дерева з автопідйомника — 20шт.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 191 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-12, що склав 32%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект [“Реконструкція КЛ-6 кВ Ф-624 ПС-330 "Каховська" зі](#)

встановленням ТП для розвантаження ПЛ-0,4кВ від ТП-12 в м. Нова Каховка Херсонської області” на суму 950,40 тис. грн (без ПДВ).

Відповідно до проектної документації, затвердженої наказом №629 від 09.09.2021р., передбачено наступний обсяг робіт:

- встановлення шафи КТПП-6/0,4 кВ прохідного типу, з силовим трансформатором, потужністю 400 кВА та іншим електрообладнанням (встановлення КТПП-6/0,4 кВ здійснюється по вул. Торгова).

- улаштування відгалуження (в ґрунті) від існуючого кабелю КЛ06 кВ Л-624 ПС-330/220/150/35/6 кВ «Каховська 330» (живить ЗТП-6/0,4 кВ №29 — ЗТП-6/0,4 кВ №30А), шляхом встановлення двох з'єднувальних кабельних муфт (№1 та №2), будівництвом КЛ-6 кВ від кабельної муфти №1 до РП-6 кВ КТПП-6/0,4 кВ, що проектується, та від РП-6 кВ КТПП-6/0,4 кВ до кабельної муфти №2.

- будівництво КЛ-0,38 кВ (назва Л-1) від РП-0,4 кВ КТПП-6/0,4 кВ, що проектується, до стояка опори №8 Л-6 ПЛІ-0,38 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №12 (для переключення частини навантаження лінії Л-6 ПЛІ-0,38 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №12, від опори №6-№13) з виконанням демонтажу проводу ПЛІ-0,38 кВ між стояками опор №5-№6 (струморозділ).

- будівництво КЛ-0,38 кВ та ПЛІ-0,38 кВ (назва Л-2) від РП-0,4 кВ КТПП-6/0,4 кВ, що проектується, до стояка опори №7 Л-4 ПЛІ-0,38 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №12 (для переключення частини навантаження лінії Л-4 ПЛІ-0,38 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №12, від опори №6-№13) з виконанням демонтажу проводу ПЛІ-0,38 кВ між стояками опор №5-№6 (струморозділ).

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція КЛ-6 кВ Ф-624 ПС-330 "Каховська" зі встановленням ТП для розвантаження ПЛ-0,4кВ від ТП-12 в м. Нова Каховка Херсонської області			
Перелік ПЛІ-0,4 кВ		ТП-нова			
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-4 (12)	Л-6 (12)
Довжина ПЛ	Всього	228	511	144	116
	Довжиною більше 400 м	0	0	0	0
	%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		3.02%	-0.81%	3.60%	-1.11%
Кількість споживачів	Всього, шт.	93	92	19	14
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	93	92	19	14
	%	100.00	100.00	100.00	100.00

	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	0	0	0
	%	0.00	0.00	0.00	0.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	39102	29500	3203	20078
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	39102	29500	3203	20078
	%	100.00	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	0	0	0
	%	0.00	0.00	0.00	0.00
Сумарна договірна потужність кВт		282.3	270.48	41.9	74.98
Сумарна проектна потужність кВт		504.7	495.5	95	105.5
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	185.36			
	На 1-го споживача	0.85			
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		950.4			
Окупність згідно проектних рішень, роки		5.1			
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		0.0			
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		0.0			

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для усі довжини ліній не перевищують нормативні 400 м.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція КЛ-6 кВ Ф-624 ПС-330 "Каховська" зі встановленням ТП для розвантаження ПЛ-0,4кВ від ТП-12 в м. Нова Каховка Херсонської області» 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускної здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Враховуючи потужність трансформатора 400 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$400 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 64473,6 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	64473,6	1,4	90,26
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			90,26

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$161 \cdot 200 + 59 \cdot 400 = 55,80 \text{ тис.грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-12 сумарно аварійно вимикалась 6 разів і сумарна тривалість відключень склала 2046 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 411,5 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$2046\text{хв}/60\text{хв} \cdot 411,5 \text{ кВт} = 14033 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	14033	1,4	19,65
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			19,65

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	14033	1,4	19,65
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			19,65

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
90,26	55,80	19,65	19,65
Вартість заходів	Сукупний економічний ефект від впровадження		Окупність,

усього, тис. грн (без ПДВ)	заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	роки
950,40	185,36	5,1

Очікуваний термін окупності складе — 5,1 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 591.61 тис. грн (без ПДВ).

6.20. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-54 від ПС-35/10 кВ “Дніпріани” зі встановленням ТП на розі пров. Кузнечний та вул. Соснова в с. Корсунка, м.Нова Каховка, Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, багаточисельними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в с. Корсунка на розі пров. Кузнечний та вул. Соснова з трансформатором 160 кВА для розвантаження ТП-163 та ТП-161.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,062 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-163 становить 2,549км, Л-4 від ТП-161 — 0,686км. Завантаження існуючого силового трансформатора на ТП-163 складає 60,2%, втрати напруги по Л-1 від ТП-163 складають -14,96%.

Відстань від джерела живлення, існуючих ТП-163 та ТП-161, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 760м та 500м відповідно.

За останні 10 років ПЛ-0,4 кВ від ТП-163 капітальних ремонтів проведено не було. Останнє технічне обслуговування було проведено в 2020 році, під час якого було виконано такі роботи: Обрізування крони дерева з автопідйомника — 20шт.

За останні 10 років ПЛ-0,4 кВ від ТП-161 капітальних ремонтів проведено не було. Останнє технічне обслуговування було проведено в 2020 році, під час якого було виконано такі роботи: Обрізування крони дерева з автопідйомника — 42шт.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 90 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-163, що склав 36% та ПЛ-0,4кВ від ТП-161, що склав 31%.

За останні 3 роки по ПЛ-0,4 кВ від ТП-163 та ПЛ-0,4 кВ від ТП-161 Товариством було отримано 2 скарги. На сьогоднішній день по ПЛ-0,4 кВ від ТП-

163 та ПЛ-0,4 кВ від ТП-161 два споживача отримують компенсацію згідно Постанови НКРЕКП №375 від 12.06.2018.

За останні 3 роки сума компенсацій склала 471,15 грн.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект “Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-54 від ПС-35/10 кВ “Дніпряни” зі встановленням ТП на розі пров. Кузнечний та вул. Соснова в с. Корсунка, м.Нова Каховка, Херсонської області”.

Відповідно до проектної документації на суму 619,09 тис. грн (без ПДВ), затвердженої наказом №629 від 09.09.2021р., передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція ПЛ-10кВ Ф-54 ПС-35/10кВ “Дніпряни” в частині встановлення опори в прогоні оп.№57 та оп.№58.

- встановлення роз’єднувача на оп.№57п ПЛ-10кВ Ф-54 ПС-35/10 “Дніпряни”;

- встановлення КТП-160/10/0,4.

- перепідключення існуючих ПЛ-0,38 кВ до КТП-10/0,4 (проект), а саме:

- будівництво ПЛ-0,38 кВ Л-1 (проект) від КТП до оп.№13 Л-1 КТП-163;

- будівництво ПЛ-0,38/0,22 кВ від оп.№28 Л-1 КТП-163 до оп.№65 Л-1 КТП-163;

- демонтаж існ. ПЛ-0,38 кВ Л-1 від оп.№10 Л-1 КТП-163 до оп.№13 Л-1 КТП-163;

- переключення ПЛ-0,38 кВ (існ.) Л-1 КТП-163 оп.№13-22, оп.№17;23-28, оп.№17;66-72, оп.№47-56, оп.№47;57-65 до ПЛ-0,38 кВ Л-1 (проект)

- будівництво ПЛ-0,38кВ Л-2 (проект) від КТП до оп.№11 ПЛ-0,38 Л-2 КТП-163;

- демонтаж існ. ПЛ-0,38/ПЛ-0,22 кВ Л-1/Л-осв. Від оп.№42 Л-1 КТП-163 до оп.№47 Л-1 КТП-163;

- переключення ПЛ-0,38 кВ (існ.) Л-1 КТП-163 оп.№11-42 до ПЛ-0,38 кВ Л-2 (проект);

- будівництво ПЛ-0,38кВ Л-3 (проект) від КТП до оп.№23 Л-4 КТП-161;

- демонтаж ПЛ-0,38 кВ (існ.) Л-4 від оп.№12 Л-4 КТП-161 до оп.№13 Л-4 КТП-161;

- переключення існ. ПЛ-0,38 кВ Л-4 КТП-161 оп.№13-29 до ПЛ-0,38 кВ Л-3 (проект).

Назва об’єкта реконструкції	Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-54 від ПС-35/10 кВ “Дніпряни” зі встановленням ТП на розі пров. Кузнечний та вул. Соснова в с. Корсунка, м.Нова Каховка, Херсонської області				
Перелік ПЛ-0,4 кВ	ТП-нова				
	Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-3 (нова)	Л-1 (163)	Л-4 (161)

Довжина ПЛ	Всього	994	424	354	226	332
	Довжиною більше 400 м	245	150	0	0	0
	%	24.65%	35.38%	0.00%	0.00%	0.00%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		-5.31%	-1.97%	1.12%	3.98%	
Кількість споживачів	Всього, шт.	55	3	20	8	17
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	23	2	20	8	17
	%	41.82	66.67	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	32	1	0	0	0
	%	58.18	33.33	0.00	0.00	0.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	12597	610	4130	1599	2422
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	4597	371	4130	1599	2422
	%	36.49	60.82	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	8000	239	0	0	0
	%	63.51	39.18	0.00	0.00	0.00
Сумарна договірна потужність кВт		156	8.5	61.5	15.5	52.5
Сумарна проектна потужність кВт		275	15	100	40	85
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	51.91				
	На 1-го споживача	0.50				
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		619.09				
Окупність згідно проектних рішень, роки		11.9				
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від		750.0				

джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)	
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки	26.4

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 750 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 26,4 років. Враховуючи, що втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять -5,31 – 1,12%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-54 від ПС-35/10 кВ “Дніпряни” зі встановленням ТП на розі пров. Кузнечний та вул. Соснова в с. Корсунка, м.Нова Каховка, Херсонської області» 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускну здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Враховуючи потужність трансформатора 160 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$160 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 40296 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	25789,44	1,4	36,11
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			36,11

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$91 \cdot 200 = 18,20 \text{ тис.грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-163 сумарно аварійно вимикалась 11 разів і сумарна тривалість відключень склала 549 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 79 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$549\text{хв}/60\text{хв} \cdot 79 \text{ кВт} = 715 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	715	1,4	1

Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті	1
--	---

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	715	1,4	1
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			1

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
36,11	18,20	1	1
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)		Окупність, роки
619,09	51,91		11,9

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 51,91 тис. грн. (без ПДВ).

Очікуваний термін окупності складе — 11,9 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 359.07 тис. грн (без ПДВ).

6.21. Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1605 від ПС-35/10

"Нововоронцовська" зі встановленням ТП на розі вул. Затишна (Димитрова) та вул. Воронцова (Леніна) у смт.Нововоронцовка Нововоронцовського району Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, чисельними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в смт.Нововоронцовка на розі вул.

Затишна (Димитрова) та вул. Воронцова (Леніна) з трансформатором 100 кВА для розвантаження ПЛ-0,4кВ від ТП-226 та ТП-361.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,028 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-226 становить 0,976км, Л-2 від ТП-226 — 0,999км, Л-4 від ТП-361 — 0,457км. Втрати напруги по Л-1 від ТП-226 складають -18,4%, Л-2 від ТП-226 — 10,61%, Л-4 від ТП-361 — 10,83%. Фактичне завантаження трансформатора ТП-226 складає 29.2%, ТП-361 — 31.6%.

Відстань від джерела живлення, існуючих ТП-226 та ТП-361, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 460м та 360м відповідно.

Останній капітальний ремонт по ПЛ-0,4кВ від ТП-226 було проведено у 2016 році під час якого було виконано такі роботи: Монтаж заземлювача опори ПЛ 0,4-10 кВ — 14шт; Монтаж заземлюючого спуску по тілу опори — 13 шт; Монтаж заземлення металоконструкцій (траверса, гак, хомут тощо) опори — 47 шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 1,2 км; Заміна проводу на ПЛ 0,4кВ (провід А 35) — 3,25 км; Заміна проводу на ПЛ 0,4кВ (провід А 50) — 0,78 км; Монтаж залізобетонного стояка залізобетонної опори ПЛ (типу СВ 9,5-2) — 7шт. Останнє технічне обслуговування було проведено у 2020 році.

За останні 10 років ПЛ-0,4 кВ від ТП-361 капітальних ремонтів проведено не було. Останнє технічне обслуговування було проведено в 2020 році, під час якого було виконано такі роботи: Обрізування крони дерева з автопідйомника — 50шт; Монтаж заземлювача опори ПЛ 0,4-10 кВ — 5шт; Монтаж заземлюючого спуску по тілу опори — 5шт; Заміна в'язки проводу на ПЛ 0,4кВ — 15шт.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 90 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-226, що склав 36% та ПЛ-0,4кВ від ТП-361, що склав 31%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект “Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1605 від ПС-35/10 “Нововоронцовська” зі встановленням ТП на розі вул. Затишна (Димитрова) та вул. Воронцова (Леніна) у смт. Нововоронцовка Нововоронцовського району Херсонської області” на суму 526,18 тис. грн (без ПДВ).

Відповідно до проектної документації, затвердженої наказом №629 від 09.09.2021р., передбачено наступний обсяг робіт:

- встановлення опори з роз'єднувачем в створі оп.№70 — оп.№71 відг.№1 ПЛ-10 кВ Ф-1605 ПС-35/10 кВ «Нововоронцовська»;

- встановлення ЩТП-10/0,4 кВ 100 кВА на запроект. опорі №71а в створі оп.№70 — оп.№71 відг.№1 ПЛ-10 кВ Ф-1605 ПС-35/10 кВ «Нововоронцовська» на розі вул. Затишна (Димитрова) та вул. Воронцова (Леніна);

- будівництво ПЛІ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ 100 кВА та перепідключення частини навантаження для розвантаження КТП-226, КТП-361, а саме:

Л-1 нова:

- будівництво ПЛІ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ 100 кВА до оп. №19 ПЛ-0,38 кВ Л-1 від КТП-226, проводом AsXSn 4x50;

- виконати переключення ділянки оп.№19-оп.№27 ПЛ-0,38кВ Л-1 від КТП-226 до нової Л-1;

- виконати переключення ділянки оп.№11п1-оп.№11п2 ПЛ-0,38 кВ Л-1 від КТП-226 до нової Л-1;

- виконати струморозділ в прогоні оп. №18-№19 ПЛ-0,38 кВ Л-1 від КТП-226;

- виконати струморозділ в прогоні оп. №11-№11п1 ПЛ-0,38 кВ Л-2 від КТП-226;

Л-2 нова:

- будівництво ПЛІ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ 100 кВА до оп. №10 ПЛ-0,38 кВ Л-2 від КТП-226, проводом AsXSn 4x50;

- виконати переключення ділянки оп.№10-оп.№22 ПЛ-0,38кВ Л-2 від КТП-226 до нової Л-2;

- виконати струморозділ в прогоні оп.№9-№10 ПЛ-0,38 кВ Л-2 від КТП-226;

Л-3 нова:

- будівництво ПЛІ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ 100 кВА до оп. №14 ПЛ-0,38 кВ Л-4 від КТП-361, проводом AsXSn 4x50;

- виконати переключення ділянки оп.№2-оп.№16 ПЛ-0,38 кВ Л-4 від КТП-361 до нової Л-3;

- демонтаж проводу від РП-0,4кВ КТП-361 до оп.№2 ПЛ-0,38 кВ Л-4 від КТП-361.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1605 від ПС-35/10 "Нововоронцовська" зі встановленням ТП на розі вул. Затишна (Димитрова) та вул. Воронцова (Леніна) у смт.Нововоронцовка Нововоронцовського району Херсонської області				
Перелік ПЛІ-0,4 кВ		ТП-нова				
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-3 (нова)	Л-1 (226)	Л-2 (226)
Довжина ПЛІ	Всього	422	475	420	554	524
	Довжиною більше 400 м	0	58	0	0	0

	%	0.00%	12.21 %	0.00%	0.00%	0.00%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		-0.05%	- 2.17%	0.89%	2.32%	-0.79%
Кількість споживачів	Всього, шт.	24	23	17	23	19
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	24	18	17	23	19
	%	100.00	78.26	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	5	0	0	0
	%	0.00	21.74	0.00	0.00	0.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	8239	4856	12790	7097	11583
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	8239	3579	12790	7097	11583
	%	100.00	73.70	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	1277	0	0	0
	%	0.00	26.30	0.00	0.00	0.00
Сумарна договірна потужність кВт		102.4	78.4	62.05	69.8	71.6
Сумарна проектна потужність кВт		121	126	91	117	110
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	46.41				
	На 1-го споживача	0.44				
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		526.18				
Окупність згідно проектних рішень, роки		11.3				
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		650.0				

Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки	25.3
---	------

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 650 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 25,3 років. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше 400м, складає менше 10%, а втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять - 2,17 – 0,89%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1605 від ПС-35/10 "Нововоронцовська" зі встановленням ТП на розі вул. Затишна (Димитрова) та вул. Воронцова (Леніна) у смт.Нововоронцовка Нововоронцовського району Херсонської області» 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у

сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускну здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Враховуючи потужність трансформатора 100 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$100 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 16118,4 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	16118,4	1,4	22,57
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			22,57

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$104 \cdot 200 + 4 \cdot 400 = 22,4 \text{ тис.грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-226 та ТП-361 сумарно аварійно вимикалась 4 рази і сумарна тривалість відключень склала 297 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 105 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$297\text{хв}/60\text{хв} \cdot 105 \text{ кВт} = 517 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	517	1,4	0,72
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			0,72

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	517	1,4	0,72
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			0,72

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
22,57	22,40	0,72	0,72
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)		Окупність, роки
526,18	46,41		11,3

Очікуваний термін окупності складе — 11,3 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 289.4 тис. грн (без ПДВ).

6.22. Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-561 від ПС-35/10 кВ "Попілак" зі встановленням ТП по вул. Квітуца у с.Дивне Новотроїцького району Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, чисельними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в с.Дивне на вул. Квітуца з трансформатором 100 кВА для розвантаження ПЛ-0,4кВ від ТП-379.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,028 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4 Л-1 кВ від ТП-379 до розвантаження складає 1,943 км. Втрати напруги ΔU по Л-1 кВ від ТП-379 складають -17,77%. Фактичне завантаження трансформатора неможливо визначити, оскільки ТП не знаходиться на балансі АТ "Херсонобленерго".

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-379, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 505м.

За останні 10 років ПЛ-0,4 кВ від ТП-379 капітальних ремонтів проведено не було. Останнє технічне обслуговування було проведено в 2020 році, під час якого було виконано такі роботи: Обрізування крони дерева з автопідйомника — 65 шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 0,32 км; Заміна штирового ізолятора на опорі ПЛ напругою до 1 кВ — 18шт; Заміна в'язки проводу на ПЛ 0,4кВ — 15шт.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 44 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-379, що склав 40%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 363,52 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-561 від ПС-35/10 кВ "Попілак" зі встановленням ТП по вул. Квітуха у с.Дивне Новотроїцького району Херсонської області”.

Відповідно до проектної документації, затвердженої наказом №629 від 09.09.2021р., передбачено наступний обсяг робіт:

- встановлення опори в створі між опорами оп.№49 — оп.№50 ПЛ-10 кВ Ф-561 ПС-35/10 кВ «Поліпак».

- встановлення ЩТП-10/0,4/100 з роз'єднувачем на оп.№50 ПЛ-10 кВ Ф-561 ПС-35/10 кВ «Поліпак».

- будівництво ПЛ-0,38 кВ з нової ЩТП 10/0,4 кВ та перепідключення частини навантаження для розвантаження КТП-379А, а саме:

- будівництво ПЛ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до оп.№43 ПЛ-0,38 кВ Л-1 КТП-379А, проводом AsXS_n 4×50;

Л-1 нова:

- будівництво ПЛ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до оп.№43 ПЛ-0,38 кВ Л-1 КТП-379А, проводом AsXS_n 4×50;

- переключення ПЛ-0,4 кВ Л-1 від КТП-379А оп.№3-4, 18-28, 43-57 на нову ЩТП, що встановлюється.

- виконання струморозділу в прогонах оп.№4-5, 32-43 ПЛ-0,4 кВ Л-1 від КТП-379А.

- виконання демонтажу ПЛ-0,4 кВ Л-1 від КТП-379А в прогоні опор №1-3.

Л-2 нова:

- будівництво ПЛ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до оп.№5 ПЛ-0,38 кВ Л-1 КТП-379А, проводом AsXS_n 4×50;

- переключення ПЛ-0,4 кВ Л-1 від КТП-379А оп.№5-17, 29-42 на нову ЩТП, що встановлюється.

Назва об'єкта реконструкції	Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-561 від ПС-
-----------------------------	--------------------------------------

		35/10 кВ "Попілак" зі встановленням ТП по вул. Квітуха у с.Дивне Новотроїцького району Херсонської області	
Перелік ПЛІ-0,4 кВ		ТП-нова	
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)
Довжина ПЛ	Всього	1070	920
	Довжиною більше 400 м	56	41
	%	5.23%	4.46%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		1.17%	0.90%
Кількість споживачів	Всього, шт.	22	21
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	21	21
	%	95.45	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	1	0
	%	4.55	0.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	5345	4434
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	5300	4434
	%	99.16	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	45	0
	%	0.84	0.00
Сумарна договірна потужність кВт		59.2	54.6
Сумарна проектна потужність кВт		110	105
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	32.23	
	На 1-го споживача	0.75	
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		363.52	
Окупність згідно проектних рішень, роки		11.3	
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної		450.0	

вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)	
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки	25.2

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 450 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 25,2 років. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше 400м, складає менше 5%, а втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять 0,9 – 1,17%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-561 від ПС-35/10 кВ "Попілак" зі встановленням ТП по вул. Квітуча у с.Дивне Новотроїцького району Херсонської області» 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускну здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Враховуючи потужність трансформатора 100 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$100 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 16118,4 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	16118,4	1,4	22,57
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			22,57

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$43 \cdot 200 + 1 \cdot 400 = 9 \text{ тис.грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-379 сумарно аварійно вимикалась 1 раз і сумарна тривалість відключень склала 151 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 95 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$151\text{хв}/60\text{хв} \cdot 95 \text{ кВт} = 238 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Невідпуск електроенергії	238	1,4	0,33
Всього за невідпуск електроенергії в грошовому			0,33

еквіваленті	
-------------	--

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	238	1,4	0,33
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			0,33

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
22,57	9	0,33	0,36
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)		Окупність, роки
363,52	32,23		11,3

Очікуваний термін окупності складе — 11,3 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 199.94 тис. грн (без ПДВ).

6.23. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-543 від ПС-35/10 кВ “Одрадівка” зі встановленням ТП на вул. Першотравнева в с.Одрадівка, Новотроїцького району, Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, чисельними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в с.Дивне на вул. Квітуча з трансформатором 100 кВА для розвантаження ПЛ-0,4кВ від ТП-125.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,011 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-125 до розвантаження складає 2,436 км. Втрати напруги ΔU по Л-1 від ТП-125 складають -17,58%. Фактичне

завантаження трансформатора визначити неможливо, оскільки ТП не знаходиться на балансі АТ «Херсонобленого».

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-125, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 890м.

За останні 10 років ПЛ-0,4 кВ від ТП-125 капітальних ремонтів проведено не було. Останнє технічне обслуговування було проведено в 2020 році, під час якого було виконано такі роботи: Обрізування крони дерева вручну з діаметром стовбура до 150 мм — 10шт; Обрізування крони дерева з автопідійомника — 45шт.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі», Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-125, що склав 31%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 464,15 тис. грн (без ПДВ), «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-543 від ПС-35/10 кВ «Одрадівка» зі встановленням ТП на вул. Першотравнева в с.Одрадівка, Новотроїцького району, Херсонської області».

Відповідно до проектної документації, затвердженої наказом №629 від 09.09.2021р., передбачено наступний обсяг робіт:

– встановлення опори з роз'єднувачем в створі оп.№32 — оп.№33 ПЛ-10 кВ Ф-543 ПС-35/10 «Одрадівка»;

- встановлення ЩТП-10/0,4 кВ на заprojekt. опорі №32а в створі оп.№32 — оп.№33 ПЛ-10 кВ Ф-543 ПС «Одрадівка» на вул. Першотравнева;

- будівництво ПЛ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ та перепідключення частини навантаження для розвантаження КТП-№125А, а саме:

Л-1 нова:

- будівництво ПЛ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до оп.№15 ПЛ-0,38 кВ Л-1 КТП-125А, проводом AsXS_n 4x50;

-виконати перепідключення ділянки оп.№6-оп.№15 та оп.№6-оп.№34 ПЛ-0,38 кВ Л-1 від КТП-125А до нової Л-1;

- демонтаж проводу від РП-0,4 кВ КТП-125А до оп.№6, від оп.№15 до оп. №16, від оп.№6 до оп.№41, від оп.№35 до оп.№40 ПЛ-0,38 кВ Л-1 КТП-125А;

Л-2 нова:

- будівництво ПЛ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до оп.№47 ПЛ-0,38 кВ Л-1 КТП-125А проводом AsXS_n 4x50;

- виконати перепідключення ділянки оп.№41-оп.№56 ПЛ-0,38 кВ Л-1 від КТП-125А до нової Л-2;

- демонтаж проводу від оп.№56 до оп.№57 ПЛ-0,38 кВ Л-1 КТП-125А.

Л-3 нова:

- будівництво ПЛ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до оп.№16 ПЛ-0,38 кВ Л-1 КТП-125А, проводом AsXS_n 4x50;

- виконати перепідключення ділянки оп.№16-оп.№31 ПЛ-0,38 кВ від КТП-125А до нової Л-3.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-543 від ПС-35/10 кВ "Одрадівка" зі встановленням ТП на вул. Першотравнева в с.Одрадівка, Новотроїцького району, Херсонської області		
Перелік ПЛІ-0,4 кВ		ТП-нова		
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-3 (нова)
Довжина ПЛ	Всього	433	541	530
	Довжиною більше 400 м	0	166	122
	%	0.00%	30.68%	23.02%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		3.03%	2.07%	0.61%
Кількість споживачів	Всього, шт.	10	14	11
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	10	8	8
	%	100.00	57.14	72.73
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	6	3
	%	0.00	42.86	27.27
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	2937	7296	2546
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	2937	4877	1749
	%	100.00	66.84	68.70
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	2419	797
	%	0.00	33.16	31.30
Сумарна договірна потужність кВт		26.4	36.8	33.4
Сумарна проектна потужність кВт		50	70	57
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	29.65		
	На 1-го споживача	0.85		
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		464.15		
Окупність згідно проектних рішень, роки		15.7		

Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)	940.0
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки	47.4

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 940 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 47,4 років. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше 400м, складає менше 25%, а втрати напруги в кінці ліній згідно проєктних рішень становлять - 0,63 – 2,94%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проєкту «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-543 від ПС-35/10 кВ «Одрадівка» зі встановленням ТП на вул. Першотравнева в с.Одрадівка, Новотроїцького району, Херсонської області» 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 проєкту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проєкту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускної здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Враховуючи потужність трансформатора 100 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$100 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 16118 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	16118	1,4	22,57
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			22,57

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$35 \cdot 200 = 7 \text{ тис.грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-125А сумарно аварійно вимикалась 1 раз і сумарна тривалість відключень склала 56 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 33 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$151\text{хв}/60\text{хв} \cdot 33 \text{ кВт} = 30,79 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	30,79	1,4	0,04

Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті	0,04
--	------

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	30,79	1,4	0,04
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			0,04

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
22,57	7	0,04	0,04
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)		Окупність, роки
464,15	29,65		15,3

Очікуваний термін окупності складе — 15,3 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 255.4 тис. грн (без ПДВ).

6.24. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1953 від ПС-35/10 "Тарасівка" зі встановленням ТП між вул.Дружби та вул.Степова у с.Тарасівка, Олешківського району Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, чисельними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та

згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в с.Тарасівка Олешківського району між вул.Дружби та вул.Степова з трансформатором 160 кВА для розвантаження ТП-397, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,2 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-397 становить 1,5км, Л-2 від ТП-397 — 2,250км. Фактичне завантаження трансформатору неможливо визначити, оскільки ТП не знаходиться на балансі АТ «Херсонобленерго».

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-397, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить м.

За останні 10 років ПЛ-0,4 кВ від ТП-397 капітальних ремонтів проведено не було. Останнє технічне обслуговування було проведено в 2019 році, під час якого було виконано такі роботи: Обрізування крони дерева з автопідйомника — 24шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 1,3км.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 64 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі», Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-397, що склав 29%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 762,84 тис. грн (без ПДВ), «[Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1953 від ПС-35/10 "Тарасівка" зі встановленням ТП між вул.Дружби та вул.Степова у с.Тарасівка, Олешківського району Херсонської області](#)».

Відповідно до проектної документації, затвердженої наказом №629 від 09.09.2021р., передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1953 від ПС-35/10 кВ «Тарасівка», а саме:
- встановлення в створі опор 105-104 проект. оп.№104п1;
- будівництво ПЛ-10 кВ Ф-1953 від ПС-35/10 кВ «Тарасівка» від проект. оп. №104п1-оп.№104п15;
- встановлення ЩТП-160/10/0,4 на оп.№104п15 ПЛ-10 кВ Ф-1953 від ПС-35/10 кВ «Тарасівка»;
- перепідключення частини навантаження для розвантаження КТП-397А, а саме:
 - Л-1 нова:
 - переключення ПЛ-0,38 кВ Л-1 від ТП-397А на нову Л-1 ЩТП-10/0,4кВ;
 - демонтаж ПЛ-0,38 кВ Л-1 від оп.№7 ПЛ-0,4 кВ Л-1/Л-2 до оп.№18 ПЛ-0,4 кВ Л-2 КТП-397А;
 - встановлення автоматичного вимикача в РП-0,4 кВ для Л-1;
- Л-2 нова:
- переключення ПЛ-0,38 кВ Л-2 від ТП-379А на нову Л-2 ЩТП-10/0,4 кВ;

- демонтаж ПЛ-0,38 кВ Л-2 від оп.№7 ПЛ-0,4 кВ Л-1/Л-2 до оп.№12 ПЛ-0,4 кВ Л-1 КТП-397А;

- встановлення автоматичного вимикача в РП-0,4 кВ для Л-2;

- заміна існ. 4Ах50 на самоутримний ізольований провід AsXSn-4х70 в прогоні опор №4-5 ПЛ-0,4 кВ Л-2 ТП-366.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1953 від ПС-35/10 "Тарасівка" зі встановленням ТП між вул.Дружби та вул.Степова у с.Тарасівка, Олешківського району Херсонської області	
Перелік ПЛ-0,4 кВ		ТП-нова	
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)
Довжина ПЛ	Всього	1380	1710
	Довжиною більше 400 м	540	900
	%	39.13%	52.63%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		0.16%	0.69%
Кількість споживачів	Всього, шт.	29	36
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	12	11
	%	41.38	30.56
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	17	25
	%	58.62	69.44
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	11972	14835
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	5094	4565
	%	42.55	30.77
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	6878	10270
	%	57.45	69.23
Сумарна договірна потужність кВт		210	104
Сумарна проектна потужність кВт		275	180
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-
Сукупний	Всього	53.87	

економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	На 1-го споживача	0.83
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		762.84
Окупність згідно проектних рішень, роки		14.2
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		1200.0
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		36.4

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 1200 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 36,4 років. Враховуючи, що втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять 0,16 – 0,69%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1953 від ПС-35/10 "Тарасівка" зі встановленням ТП між вул.Дружби та вул.Степова у с.Тарасівка, Олешківського району Херсонської області» 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускної здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Враховуючи потужність трансформатора 160 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$160 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 25789 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	25789	1,4	36,11
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			36,11

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$64 \cdot 200 + 1 \cdot 400 = 13,20 \text{ тис.грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-397 сумарно аварійно вимикалась 3 рази і сумарна тривалість відключень склала 1507 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 65 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$1507\text{хв}/60\text{хв} \cdot 65 \text{ кВт} = 1631 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	1631	1,4	2,28

Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті	2,28
--	------

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	1631	1,4	2,28
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			2,28

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
36,11	13,20	2,28	2,28
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)		Окупність, роки
762,84	53,87		14,2

Очікуваний термін окупності складе — 14,2 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 442.45 тис. грн (без ПДВ).

6.25. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1914 від ПС-35/10 кВ "Н.Маячка" зі встановленням ТП на розі вул. Ринкова та пров. Робочого у смт. Н.Маячка Олешківського району Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, чисельними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в с.Тарасівка Олешківського району на розі вул. Ринкова та пров. Робочого з трансформатором 100 кВА для розвантаження ТП-145, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,08 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-145 становить 2,76км. Завантаження існуючого силового трансформатора на ТП-145 складає 67,2%, втрати напруги по Л-2 від ТП-145 складають -12,74%.

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-145, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 670м.

Останній капітальний ремонт по ТП-145 було виконано у 2013 році під час якого було виконано такі роботи: Монтаж заземлюючого спуску по тілу опори — 47шт; Монтаж заземлення металоконструкцій (траверса, гак, хомут тощо) опори у кількості 33 шт; виправлення опори поперек осі ПЛ напругою до 1кВ — 7 шт; виправлення опори вздовж траси ПЛ напругою до 1кВ — 2шт; Заміна штирового ізолятора на опорі ПЛ напругою до 1 кВ — 50шт; Перетягування проводів А-50(70), АС-50(70), ПС-25(35) на ПЛ напругою до 1кВ — 3,54км; Монтаж залізобетонного стояка залізобетонної опори ПЛ (типу СВ 9,5-2) — 15шт; Монтаж залізобетонного підкосу залізобетонної опори ПЛ-0,4 кВ — 4шт; Монтаж залізобетонного стояка залізобетонної опори ПЛ (типу СВ 10,5-3) — 1шт; Монтаж залізобетонного підкосу залізобетонної опори ПЛ-10 кВ — 1шт. Останнє технічне обслуговування проводилося у 2020 році.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 70 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-145, що склав 28%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 508,75 тис. грн (без ПДВ), “[Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1914 від ПС-35/10 кВ "Н.Маячка" зі встановленням ТП на розі вул. Ринкова та пров. Робочого у смт. Н.Маячка Олешківського району Херсонської області](#)”.

Відповідно до проектної документації, затвердженої наказом №629 від 09.09.2021р., передбачено наступний обсяг робіт:

- встановлення опори в створі оп.№52-53 ПЛ-10кВ Ф-1914 від ПС-35/10кВ “Н.Маячка”;

- будівництво ПЛ-10кВ від запроєктованої опори в створі оп.№52-53 ПЛ-10кВ Ф-1914 від ПС-35/10кВ “Н.Маячка” з встановленням роз’єднувача та ЩТП-10/0,4кВ на кінцевій опорі на розі вул.Ринкова та пров.Робочого у смт.Н.Маячка Олешківського району Херсонської області;

- будівництво ПЛ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4кВ та перепідключення частини навантаження для розвантаження КТП-№145, а саме:

 - Л-1 нова:

 - будівництво ПЛ-0,38кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до оп.№63 ПЛ-0,38 кВ Л-2 КТП-145, проводом АsXSn 4x50;

- виконати перепідключення ділянки оп.№63-82 ПЛ-0,38кВ Л-2 КТП-145 до нової Л-1;
- демонтаж проводу від оп.№47 до оп.№63 ПЛ-0,38кВ Л-2 КТП-145;
- Л-2 нова:
- будівництво ПЛ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до оп.№83 ПЛ-0,38 кВ Л-2 КТП-145 проводом AsXSn 4x50;
- виконати перепідключення ділянки оп.№31-46 ПЛ-0,38кВ Л-2 від КТП-145 до нової Л-3;
- демонтаж проводу від оп.№31 до оп.№30 ПЛ-0,38 Л-2 КТП-145;
- Л-4 нова:
- будівництво ПЛ-0,38 кВ з нової ЩТП-10/0,4 кВ до оп.№47 ПЛ-0,38 кВ Л-2 КТП-145 проводом AsXSn 4x50;
- виконати перепідключення ділянки оп.№47-62 ПЛ-0,38кВ Л-2 від КТП-145 до нової Л-4;
- демонтаж проводу від оп.№47 до оп.№31 ПЛ-0,38 Л-2 КТП-145.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1914 від ПС-35/10 кВ "Н.Маячка" зі встановленням ТП на розі вул. Ринкова та пров. Робочого у смт. Н.Маячка Олешківського району Херсонської області				
Перелік ПЛ-0,4 кВ		ТП-нова				
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-3 (нова)	Л-4 (нова)	Л-2 (145)
Довжина ПЛ	Всього	535	539	385	348	958
	Довжиною більше 400 м	163	162	0	0	28
	%	30.47%	30.06%	0.00%	0.00%	
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		-2.36%	-1.90%	0.56%	1.02%	1.02%
Кількість споживачів	Всього, шт.	14	13	11	11	22
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	9	5	11	11	20
	%	64.29	38.46	100.00	100.00	90.91
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	5	8	0	0	2
	%	35.71	61.54	0.00	0.00	9.09
Споживання	Всього, кВт*г	7860	5044	3396	3870	8475

електричної енергії, кВт*г за місяць	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	5635	1399	3396	3870	8004
	%	71.69	27.74	100.00	100.00	94.44
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	2225	3645	0	0	471
	%	28.31	72.26	0.00	0.00	5.56
Сумарна договірна потужність кВт		42	39	32.2	31.4	66.2
Сумарна проектна потужність кВт		70	65	55	55	110
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	39.97				
	На 1-го споживача	0.56				
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		508.75				
Окупність згідно проектних рішень, роки		12.7				
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		500.0				
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		25.2				

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 500 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 25,2 років. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше 400м, складає близько 25%, а втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять - 2,36 – 1,02%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1914 від ПС-35/10 кВ "Н.Маячка" зі встановленням ТП на розі вул. Ринкова та пров. Робочого у смт. Н.Маячка Олешківського району Херсонської області» 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускної здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Враховуючи потужність трансформатора 100 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$100 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 25789 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	16118,4	1,4	22,57

Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті	22,57
---	-------

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$71 \cdot 200 = 14,20 \text{ тис.грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-145 сумарно аварійно вимикалась 3 рази і сумарна тривалість відключень склала 521 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 132 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$521\text{хв}/60\text{хв} \cdot 132 \text{ кВт} = 1142 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	1142	1,4	1,60
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			1,60

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	1142	1,4	1,60
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			1,60

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
22,57	14,20	1,60	1,60

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
508,75	39,97	12,7

Очікуваний термін окупності складе — 12,7 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 280.49 тис. грн (без ПДВ).

6.26. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1905 від ПС-35/10 "Лісна" зі встановленням ТП по вул. Озерна у с.Солонці Олешківського району Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, чисельними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в с.Солонці Олешківського району на вул. Озерна з трансформатором 100 кВА для розвантаження ТП-70, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,006 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4кВ Л-3 від ТП-70 становить 2,832км. Завантаження існуючого силового трансформатора на ТП-70 складає 106%, втрати напруги по Л-3 від ТП-70 складають -15,42%.

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-70, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 880м.

За останні 10 років ПЛ-0,4 кВ від ТП-70 капітальних ремонтів проведено не було. Останнє технічне обслуговування було проведено в 2019 році, під час якого було виконано такі роботи: Монтаж заземлюючого спуску по тілу опори у кількості 4 шт; Доведення опору контуру заземлення опори ПЛ 0,4-10 кВ до нормативного — 4 шт; Обрізування крони дерева з автопідйомника — 32 шт; Перетягування ділянки проводів від опори до вводу з застосуванням спецмеханізмів — 7 шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 0,63 км

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 69 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями

електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-70, що склав 40%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 783,42 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1905 від ПС-35/10 "Лісна" зі встановленням ТП по вул. Озерна у с.Солонці Олешківського району Херсонської області”.

Відповідно до проектної документації, затвердженої наказом №629 від 09.09.2021р., передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-1905 від ПС-35/10 кВ «Лісна» зі встановленням ЩТП-10/0,4 кВ 100 кВА на вул. Озерна у с. Солонці Олешківського району Херсонської області;

- нову ЩТП підключити від оп.№138, відг. до ТП-70 ПЛ-10 кВ Ф-1905 від ПС-35/10 кВ «Лісна»;

- Л-1н: перепідключення ПЛ-0,4 кВ Л-3 оп.№28-46 від ТП-70 на нову ЩТП, що проєктується;

- демонтаж проводів в поргоні оп.№28-29а ПЛ-0,4 кВ Л-3 від ТП-70;

- Л-2н: перепідключення ПЛ-0,4 кВ Л-3 оп.№47-68 від ТП-70 на нову ЩТП, що проєктується;

- демонтаж проводів в поргоні оп.№27-28 ПЛ-0,4 кВ Л-3 від ТП-70;

- Л-3н: перепідключення ПЛ-0,4 кВ Л-3 оп.№18-26 від ТП-70 на нову ЩТП, що проєктується;

- демонтаж проводів в поргоні оп.№26-27, №8-18 ПЛ-0,4 кВ Л-3 від ТП-70;

- Л-3 ПЛ-0,4 кВ ТП-70: виконати з'єднання ділянки лінії оп.№9-17 до ділянки РП-0,4 кВ ТП-70-оп.№7 проводом AsXSn 4×50.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1905 від ПС-35/10 "Лісна" зі встановленням ТП по вул. Озерна у с.Солонці Олешківського району Херсонської області			
Перелік ПЛ-0,4 кВ		ТП-нова			
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-3 (нова)	Л-3 (70)
Довжина ПЛ	Всього	445	423	630	1334
	Довжиною більше 400 м	0	23	119	25
	%	0.00%	5.44%	18.89%	1.87%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		-6.91%	-5.24%	2.84%	1.11%
Кількість споживачів	Всього, шт.	10	25	15	10
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	10	24	10	9
	%	100.00	96.00	66.67	90.00

	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	1	5	1
	%	0.00	4.00	33.33	10.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	1281	3216	2589	4444
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	1281	2952	1749	4415
	%	100.00	91.79	67.56	99.35
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	264	840	29
	%	0.00	8.21	32.44	0.65
Сумарна договірна потужність кВт		26.4	71	41.4	29.2
Сумарна проектна потужність кВт		50	125	75	50
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	139.78			
	На 1-го споживача	2.33			
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		3263.99			
Окупність згідно проектних рішень, роки		23.4			
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		630.0			
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		27.9			

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 630 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 27,9 років. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше 400м, складає

менше 15%, а втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять - 6,91 – 2,84%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1905 від ПС-35/10 "Лісна" зі встановленням ТП по вул. Озерна у с.Солонці Олешківського району Херсонської області» 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускної здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Враховуючи потужність трансформатора 100 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$100 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 16118 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг,	Вартість,	Сума, тис. грн.
-------------------------------------	--------	-----------	-----------------

	кВт · год	грн/кВт · год	(без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	16118	1,4	22,57
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			22,57

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$110 \cdot 200 + 2 \cdot 400 = 22,40 \text{ тис.грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-70 сумарно аварійно вимикалась 3 рази і сумарна тривалість відключень склала 492 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 57 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$492\text{хв}/60\text{хв} \cdot 57 \text{ кВт} = 470 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	470	1,4	0,66
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			0,66

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	470	1,4	0,66
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			0,66

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
22,57	22,40	0,66	0,66
Вартість заходів	Сукупний економічний ефект від впровадження		Окупність,

усього, тис. грн (без ПДВ)	заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	роки
783,42	46,28	16,9

Очікуваний термін окупності складе — 16,9 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 407.38 тис. грн (без ПДВ).

6.27. Реконструкція ПЛ-6кВ Ф-1981 від ПС-35/6 "Целюлозна" зі встановленням ТП по вул. Лісопаркова в м.Олешки Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, чисельними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в м.Олешки на вул. Лісопаркова з трансформатором 160 кВА для розвантаження ТП-527, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,003 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-527 становить 0,121 км, Л-2 від ТП-527 — 0,121 км. Втрати напруги по Л-1 від ТП-527 складають -9,13%. Фактичне завантаження трансформатора визначити неможливо, оскільки ТП не знаходиться на балансі АТ «Херсонобленерго».

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-527, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 250м.

Останній капітальний ремонт по ПЛ-0,4кВ від ТП-527 було проведено у 2010 році. Останнє технічне обслуговування було проведено у 2020 році під час якого було виконано такі роботи: Обрізування крони дерева з автопідйомника — 44 шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 1,32 км; Заміна в'язки проводу на ПЛ 0,4кВ — 93 шт.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 60 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі», Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-527, що склав 34%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було

виготовлено проект на суму 354,11 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція ПЛ-6кВ Ф-1981 від ПС-35/6 "Целюлозна" зі встановленням ТП по вул. Лісопаркова в м.Олешки Херсонської області”.

Відповідно до проектної документації, затвердженої наказом №629 від 09.09.2021р., передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція ПЛ-6 кВ Ф-1981 від ПС-35/6 кВ “Целюлозна” зі встановленням ЩТП на вул. Лісова у м. Олешки Херсонської області;
- встановлення опори №120п1 ПЛ-6кВ Ф-1981 ПС-35/6 кВ “Целюлозна” для підключення ЩТП, що проектується;
- переключення ПЛ-0,4 кВ Л-1 опори №4-6-2 від ТП-527А на нову ЩТП, що проектується;
- переключення ПЛ-0,4 кВ Л-2 опори №1-9 від ТП-527А на нову ЩТП, що проектується.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-6кВ Ф-1981 від ПС-35/6 "Целюлозна" зі встановленням ТП по вул. Лісопаркова в м.Олешки Херсонської області	
Перелік ПЛ-0,4 кВ		ТП-нова	
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)
Довжина ПЛ	Всього	150	249
	Довжиною більше 400 м	0	0
	%	0.00%	0.00%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		4.66%	-9.56%
Кількість споживачів	Всього, шт.	57	3
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	57	3
	%	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	0
	%	0.00	0.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	24202	1158
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	24202	1158
	%	100.00	100.00

	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	0
	%	0.00	0.00
Сумарна договірна потужність кВт		150.15	7.8
Сумарна проектна потужність кВт		285	15
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	48.89	
	На 1-го споживача	0.81	
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		354.11	
Окупність згідно проектних рішень, роки		7.2	
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		0.0	
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		0.0	

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для усі довжини ліній не перевищують нормативні 400 м.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-6кВ Ф-1981 від ПС-35/6 "Целюлозна" зі встановленням ТП по вул. Лісопаркова в м.Олешки Херсонської області» 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних

витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускну здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Враховуючи потужність трансформатора 160 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$160 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 25789 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	25789	1,4	36,11
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			36,11

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$61 \cdot 200 + 1 \cdot 400 = 12,60 \text{ тис.грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-527 сумарно аварійно вимикалась 3 рази і сумарна тривалість відключень склала 116 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 32 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$116\text{хв}/60\text{хв} \cdot 32 \text{ кВт} = 62,11 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	62,11	1,4	0,09
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			0,09

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	62,11	1,4	0,09
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			0,09

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
36,11	12,60	0,09	0,09
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)		Окупність, роки
354,11	48,89		7,2

Очікуваний термін окупності складе — 7,2 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 194.76 тис. грн (без ПДВ).

6.28. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-2002 від ПС-35/10 "Раденська" зі встановленням ТП по вул. Миру в с.Раденськ Олешківського району Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, чисельними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та

згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в с.Раденськ на вул. Миру з трансформатором 100 кВА для розвантаження ТП-327, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,1 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-327 становить 0,88 км, Л-2 від ТП-327 — 1,22 км. Втрати напруги по Л-1 від ТП-327 складають -10,48%, Л-2 від ТП-327 — 16,48%. Фактичне завантаження трансформатора визначити неможливо, оскільки ТП не знаходиться на балансі АТ "Херсонобленерго".

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-327, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 696м.

За останні 10 років ПЛ-0,4 кВ від ТП-327 капітальних ремонтів проведено не було. Останнє технічне обслуговування було проведено в 2020 році, під час якого було виконано такі роботи: Обрізування крони дерева з автопідйомника у кількості 17 шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 1,24 км.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 46 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-327, що склав 39%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 330,93 тис. грн (без ПДВ), «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-2002 від ПС-35/10 "Раденська" зі встановленням ТП по вул. Миру в с.Раденськ Олешківського району Херсонської області».

Відповідно до проектної документації, затвердженої наказом №629 від 09.09.2021р., передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-2002 від ПС-35/10 кВ «Раденська» зі встановленням ТП на вул. Миру у с. Раденск Олешківського району Херсонської області;
- встановлення опори №50п1 ПЛ-10 кВ Ф-2002 від ПС-35/10 кВ «Раденська» для підключення ЩТП, що проектується;
- переключення ПЛ-0,4 кВ Л-1 опори №3-25 від ТП327А на нову ТП, що проектується;
- переключення ПЛ-0,4 кВ Л-2 опори №3-44 від ТП327А на нову ТП, що проектується.

Назва об'єкта реконструкції	Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-2002 від ПС-35/10 "Раденська" зі встановленням ТП по вул. Миру в с.Раденськ Олешківського району Херсонської області
Перелік ПЛ-0,4 кВ	ТП-нова

		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)
Довжина ПЛ	Всього	902	1160
	Довжиною більше 400 м	304	290
	%	33.70%	25.00%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		-9.77%	-9.04%
Кількість споживачів	Всього, шт.	30	18
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	17	8
	%	56.67	44.44
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	13	10
	%	43.33	55.56
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	15102	12504
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	7965	4205
	%	52.74	33.63
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	7137	8299
	%	47.26	66.37
Сумарна договірна потужність кВт		89.4	67.7
Сумарна проектна потужність кВт		150	102.1
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	36.57	
	На 1-го споживача	0.76	
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		330.93	
Окупність згідно проектних рішень, роки		9.0	
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		700.0	

Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки	28.2
---	------

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 700 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 28,2 років. Враховуючи, що втрати напруги в кінці ліній згідно проєктних рішень становлять -9,77 – -9,04%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проєкту «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-2002 від ПС-35/10 "Раденська" зі встановленням ТП по вул. Миру в с.Раденськ Олешківського району Херсонської області» 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 проєкту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проєкту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускної здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Враховуючи потужність трансформатора 100 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$100 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 16118 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	16118	1,4	22,57
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			22,57

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$47 \cdot 200 + 1 \cdot 400 = 9,8 \text{ тис.грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-327 сумарно аварійно вимикалась 6 разів і сумарна тривалість відключень склала 1591 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 57 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$1591 \text{ хв} / 60 \text{ хв} \cdot 57 \text{ кВт} = 1501 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	1501	1,4	2,1
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			2,1

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
-------------------------------------	------------------	-------------------------	---------------------------

Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	1501	1,4	2,1
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			2,1

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
22,57	9,80	2,1	2,1
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)		Окупність, роки
330,93	36,57		9

Очікуваний термін окупності складе — 9 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 182.01 тис. грн (без ПДВ).

6.29. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1918 від ПС-35/10 кВ "Н.Маячка" зі встановленням ТП на розі пров. Пирогова та пров.Перекопського у смт.Н.Маячка Олешківського району Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, чисельними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в смт. Н.Маячка на розі пров. Пирогова та пров.Перекопського з трансформатором 160 кВА для розвантаження ТП-119, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,15 хв.

Будівельна довжина ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-119 становить 1,257км, Л-3 від ТП-119 — 1,736км. Завантаження існуючого силового трансформатора на ТП-119 складає 100,8%, втрати напруги по Л-21 від ТП-119 складають -15,33%, Л-3 від ТП-119 — 26,85%.

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-119, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 1 км.

Останній капітальний ремонт по ТП-119 було виконано у 2019 році під час якого було виконано такі роботи: Монтаж заземлюючого спуску по тілу опори у кількості 12шт; Монтаж заземлення металоконструкцій (траверса, гак, хомут тощо) опори — 10шт; Виправлення опори поперек осі ПЛ напругою до 1кВ — 3шт; Виправлення опори вздовж траси ПЛ напругою до 1кВ — 8шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 0,6км; Заміна в'язок проводу на ПЛ 10кВ — 60шт; Встановлення затискача СОАС 35 — 34шт; Заміна зовнішніх вводів довжиною до 25 м без підставної опори (3 фазний) — 10шт. Останнє технічне обслуговування проводилося у 2020 році.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 118 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-119, що склав 39%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 473,97 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1918 від ПС-35/10 кВ "Н.Маячка" зі встановленням ТП на розі пров. Пирогова та пров.Перекопського у смт.Н.Маячка Олешківського району Херсонської області”.

Відповідно до проектної документації, затвердженої наказом №629 від 09.09.2021р., передбачено наступний обсяг робіт:

- встановлення ЩТП-160/10/0,4 на оп.№18 відп. до ТП-749 ПЛ-10 кВ Ф-1918 ПС-35/10 кВ «Н.Маяка»;

- будівництво ПЛ-0,38 кВ від нової ЩТП-10/0,4кВ та перепідключення частини навантаження для розвантаження КТП №119, а саме:

 - Л-1 нова:

 - переключення ПЛ-0,38 кВ Л-3 опори №19-45 від ТП-119 на нову Л-1 ТП-10/0,4 кВ;

 - струморозділ в прогоні опор №18-19 ПЛ-0,38 кВ Л-3 від ТП-10/0,4кВ №119;

 - встановлення вимикача автоматичного в РП-0,4 кВ для Л-1;

 - Л-2 нова:

 - переключення ПЛ-0,38 кВ Л-2 опори №15-33 від ТП-119 на нову Л-2 ТП-10/0,4 кВ;

 - струморозділ в прогоні опор №14-15 ПЛ-0,38 кВ Л-2 від ТП-10/0,4кВ №119;

 - встановлення вимикача автоматичного в РП-0,4 кВ для Л-2.

Назва об'єкта реконструкції	Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1918 від ПС-35/10 кВ
-----------------------------	--

		"Н.Маячка" зі встановленням ТП на розі пров. Пирогова та пров.Перекопського у смт.Н.Маячка Олешківського району Херсонської області			
Перелік ПЛЛ-0,4 кВ		ТП-нова			
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-2 (119)	Л-3 (119)
Довжина ПЛ	Всього	728	752	505	1008
	Довжиною більше 400 м	0	0	36	0
	%	0.00%	0.00%	7.13%	0.00%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		-1.96%	-7.53%	-3.64%	
Кількість споживачів	Всього, шт.	43	25	26	22
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	43	25	25	22
	%	100.00	100.00	96.15	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	0	1	0
	%	0.00	0.00	3.85	0.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	17950	8744	12205	7874
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	17950	8744	11278	7874
	%	100.00	100.00	92.40	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	0	927	0
	%	0.00	0.00	7.60	0.00
Сумарна договірна потужність кВт		127.8	73.2	76.4	63
Сумарна проектна потужність кВт		215	125	130	110
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	70.53			
	На 1-го споживача	0.61			

Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень	473.97
Окупність згідно проектних рішень, роки	6.7
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)	0.0
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки	0.0

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-1918 від ПС-35/10 кВ "Н.Маячка" зі встановленням ТП на розі пров. Пирогова та пров.Перекопського у смт.Н.Маячка Олешківського району Херсонської області» 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у

сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускну здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Враховуючи потужність трансформатора 160 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$160 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 25789 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	25789	1,4	36,11
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			36,11

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$118 \cdot 200 = 23,6 \text{ тис.грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-119 сумарно аварійно вимикалась 3 рази і сумарна тривалість відключень склала 1125 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне навантаження становить – 206 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$1125\text{хв}/60\text{хв} \cdot 206\text{кВт} = 3865 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	3865	1,4	5,41
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			5,41

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг,	Вартість,	Сума, тис. грн.
-------------------------------------	--------	-----------	-----------------

	кВт · год	грн/кВт · год	(без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	3865	1,4	5,41
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			5,41

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
36,11	23,60	5,41	5,41
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)		Окупність, роки
473,97	70,53		6,7

Очікуваний термін окупності складе — 6,7 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 260.68 тис. грн (без ПДВ).

6.30. ПЛ-6кВ Ф-2312 від ПС-35/6 кВ “Кіндійська” зі встановленням ТП на розі вул. Кіндійська та вул. 21-а Східна в смт. Антонівка, м.Херсон

В рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, чисельними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в смт. Антонівка на розі вул. Кіндійська та вул. 21-а Східна з трансформатором 160 кВА для розвантаження ТП-182, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,26 хв.

Будівельна довжина до реконструкції ПЛ-0,4 кВ Л-6 від ТП-182 складає 1,517 км. Завантаженість трансформатора — 81,4%. Втрати напруги $\Delta U = -15,226\%$.

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-182, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 520м.

За останні 10 років ПЛ-0,4 кВ від ТП-182 капітальних ремонтів проведено не було. Останнє технічне обслуговування було проведено в 2019 році, під час якого було виконано такі роботи: Монтаж заземлюючого спуску по тілу опори у кількості 3 шт; Доведення опору контуру заземлення опори ПЛ 0,4-10 кВ до нормативного — 3 шт; Обрізування крони дерева з автопідйомника — 29 шт; Перетягування ділянки проводів від опори до вводу з застосуванням спецмеханізмів — 13 шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 1,15 км.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 94 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-182, що склав 34%.

На сьогоднішній день по ПЛ-0,4 кВ від ТП-182 один споживач отримує компенсацію згідно Постанови НКРЕКП №375 від 12.06.2018.

За останні 3 роки сума компенсацій склала 46,05 грн.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 1330,0 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція ПЛ-6кВ Ф-2312 від ПС-35/6 кВ “Кіндійська” зі встановленням ТП на розі вул. Кіндійська та вул. 21-а Східна в смт. Антонівка, м.Херсон”.

Відповідно до проєктної документації, затвердженої наказом №629 від 09.09.2021р., передбачено наступний обсяг робіт:

- будівництво нової ТП на розі вул.Кіндійська та вул. 21-а Східна в смт. Антонівка, м.Херсон. Потужність силового трансформатора згідно розрахунків обрано 160 кВА типу ТМГСУ;

- нова ТП живиться від опори №1 ПЛ-6кВ Ф-2312 ПС-35/6 кВ “Кіндійська” кабельною лінією 3х(АПвЭгаПу-6 1х120/50 мм²). Проєктом передбачено реконструкцію опори №1 ПЛ-6 кВ Ф-2312 ПС-35/6кВ “Кіндійська” з встановленням роз’єднувача та обмежувачів перенапруги;

Л-1 нова:

- будівництво КЛ-0,4 кВ від ТП, що проєктується до багатоквартирного будинку за адресою: вул. 20-а Східна, буд.31 та перепідключенням на ТП, що проєктується;

Л-2 нова:

- будівництво КЛ-0,4 кВ від ТП, що проєктується до багатоквартирного будинку за адресою: вул. 21-а Східна, буд.29 та перепідключенням на ТП, що проєктується;

- будівництво КЛ-0,4 кВ від багатоквартирного будинку за адресою: вул. 21-а Східна, буд.29 до багатоквартирного будинку за адресою: вул. 20-а Східна, буд.31 та перепідключенням на ТП, що проєктується;

Л-3 нова:

- будівництво КЛ-0,4 кВ від ТП, що проектується до опори №28 Л-6 від ТП-182;
- переключення ПЛ-0,4 кВ Л-6 опори №20-28 від ТП-128 на нову ТП, що проектується;
- виконується струморозділ на опорі №8 у бік опори №20 Л-6 від ТП-182;
- Л-4 нова:
- будівництво КЛ-0,4 кВ від ТП, що проектується до опори №36 Л-6 від ТП-182;
- переключення ПЛ-0,4 кВ Л-6 опори №29-36 від ТП-128 на нову ТП, що проектується;
- виконується струморозділ на опорі №10 у бік опори №29 Л-6 від ТП-182;
- Л-5 нова:
- будівництво КЛ-0,4 кВ від ТП, що проектується до опори №19 Л-6 від ТП-182;
- переключення ПЛ-0,4 кВ Л-6 опори №13-19; 37-42 від ТП-128 на нову ТП, що проектується;
- виконується струморозділ на опорі №12 у бік опори №13 Л-6 від ТП-182;

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-6кВ Ф-2312 від ПС-35/6 кВ "Кіндійська" зі встановленням ТП на розі вул. Кіндійська та вул. 21-а Східна в смт. Антонівка, м.Херсон					
Перелік ПЛ-0,4 кВ		ТП-нова					
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-3 (нова)	Л-4 (нова)	Л-5 (нова)	Л-6 (182)
Довжина ПЛ	Всього	62	134	413	360	487	363
	Довжиною більше 400 м	0	0	0	0	0	0
	%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		4.26%	3.22%	-3.78%	-1.21%	-4.54%	2.21%
Кількість споживачів	Всього, шт.	62	62	29	35	29	11
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	62	62	29	35	29	11
	%	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	0	0	0	0	0
	%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Споживання	Всього, кВт*г	7581	7581	6712	11388	8306	5976

електричної енергії, кВт*г за місяць	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	7581	7581	6712	11388	8306	5976
	%	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	0	0	0	0	0
	%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Сумарна договірна потужність кВт		382.1	382.1	74.3	99.84	97.4	43.9
Сумарна проектна потужність кВт		495.95	495.95	145	177.04	159	60
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	66.02					
	На 1-го споживача	0.30					
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		1330					
Окупність згідно проектних рішень, роки		20.1					
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		0.0					
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		0.0					

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для усі довжини ліній не перевищують нормативні 400 м.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-6кВ Ф-2312 від ПС-35/6 кВ «Кіндійська» зі встановленням ТП на розі вул. Кіндійська та вул. 21-а Східна в смт. Антонівка, м.Херсон» 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускної здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Враховуючи потужність трансформатора 160 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$160 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 25789 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	25789	1,4	36,11
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			36,11

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$94 \cdot 200 + 9 \cdot 400 = 22,40 \text{ тис.грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-182 сумарно аварійно вимикалась 3 рази і сумарна тривалість відключень склала 1452 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 110 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$1452\text{хв}/60\text{хв} \cdot 110\text{кВт} = 2684 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	2684	1,4	3,76
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			3,76

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	2684	1,4	3,76
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			3,76

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
36,11	22,40	3,76	3,76
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)		Окупність, роки
1330,00	66,02		20,2

Очікуваний термін окупності складе — 20,2 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 861.85 тис. грн (без ПДВ).

6.31. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-368 від ПС-35/10 кВ “Камышанская” зі встановленням ТП на вул. Центральна Садиба в с.Приозерне, м.Херсон

В рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, чисельними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в с.Приозерне, м.Херсон на вул. Центральна Садиба з трансформатором 250 кВА для розвантаження ТП-947, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,28 хв.

Загальна будівельна довжина до реконструкції ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-947 складає 0,985 км. Фактичне завантаження трансформатора визначити неможливо, оскільки ТП не знаходиться на балансі АТ”Херсонобленерго”.

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-947, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 320м.

За останні 10 років ПЛ-0,4 кВ від ТП-947 капітальних ремонтів проведено не було. Останнє технічне обслуговування було проведено в 2020 році, під час якого було виконано такі роботи: Обрізування крони дерева з автопідйомника у кількості 9 шт; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 0,77 км.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 66 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-947, що склав 31%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 360,75 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-368 від ПС-35/10 кВ “Камышанская” зі встановленням ТП на вул. Центральна Садиба в с.Приозерне, м.Херсон”.

Відповідно до проектної документації, затвердженої наказом №629 від 09.09.2021р., передбачено наступний обсяг робіт:

- встановлення нової ЩТП-250/10/0,4 на оп.№4А, що проектується, на вул. Центральна Садиба;

- підключення нової ЩТП-250/10/0,4 від оп.№4 відг. До ТП-879 ПЛ-10кВ Ф-368 від ПС-35/10 кВ “Камышанская” проводом 3хАAsXSn-1х50;

- демонтаж проводу АС-35 від оп.№4 відг. До ТП-879 ПЛ-10кВ Ф-368 від ПС-35/10 кВ “Камышанская” до КТП-947;

Л-1:

- переключення ПЛ-0,4 кВ Л-1 опори №1-14 від КТП-947 на нову ЩТП-250/10/0,4, що встановлюється, проводом АsXSn 4x70;

- демонтаж кабелю АВВГ Л-1 від РП-0,4 кВ КТП-947 до оп.№1 ПЛ-0,4 кВ Л-1 КТП-947;

Л-2:

- переключення КЛ-0,4 кВ Л-2 від КТП-947 на нову ЩТП-250/10/0,4, що встановлюється, шляхом дорощування існуючого кабелю АВБШВ 4x70 за допомогою з'єднувальної муфти ПСТпБ-5 та відрізка кабелю АВБШВ 4x70.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-368 від ПС-35/10 кВ “Камышанская” зі встановленням ТП на вул. Центральна Садиба в с.Приозерне, м.Херсон	
Перелік ПЛ-0,4 кВ		ТП-нова	
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)
Довжина ПЛ	Всього	359	33
	Довжиною більше 400 м	0	0
	%	0.00%	0.00%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		0.81%	4,11%
Кількість споживачів	Всього, шт.	65	1
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	65	1
	%	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	0
	%	0.00	0.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	24584	32478
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	24584	32478
	%	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	0
	%	0.00	0.00
Сумарна договірна потужність кВт		280.3	90

Сумарна проектна потужність кВт		413	5
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	80.98	
	На 1-го споживача	1.23	
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		360.75	
Окупність згідно проектних рішень, роки		4.5	
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		0.0	
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		0.0	

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для усі довжини ліній не перевищують нормативні 400 м.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-368 від ПС-35/10 кВ «Камышанская» зі встановленням ТП на вул. Центральна Садиба в с.Приозерне, м.Херсон» 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускної здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Враховуючи потужність трансформатора 250 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$250 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 40296 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	40296	1,4	56,4
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			56,4

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$61 \cdot 200 + 4 \cdot 400 = 13,80 \text{ тис.грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-947 сумарно аварійно вимикалась 3 рази і сумарна тривалість відключень склала 2084 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 110 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$2084\text{хв}/60\text{хв} \cdot 110\text{кВт} = 3852 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	3852	1,4	5,39
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			5,39

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	3852	1,4	5,39
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			5,39

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
56,4	13,80	5,39	5,39
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)		Окупність, роки
360,75	80,98		4,5

Очікуваний термін окупності складе — 4,5 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 198.41 тис. грн (без ПДВ).

6.32. Реконструкція ПЛ-6кВ Ф-3714 від ПС-150/35/6 кВ “Карантинная” зі встановленням ТП на вул. Марії Фортус, м.Херсон

В рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, багаточисельними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою

протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в м.Херсон на вул. Марії Фортус з трансформатором 250 кВА для розвантаження ТП-122, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,28 хв.

Будівельна довжина до реконструкції ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-122 складає 1,721 км, Л-4 від ТП-122 складає 0,289 км. Втрати напруги ΔU Л-1 від ТП-122 складають -16,303%. Фактичне завантаження трансформатора визначити неможливо, оскільки ТП не знаходиться на балансі АТ"Херсонобленерго".

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-122, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 590м.

За останні 10 років ПЛ-0,4 кВ від ТП-122 капітальних ремонтів проведено не було. Останнє технічне обслуговування було проведено в 2020 році, під час якого було виконано такі роботи: Візуальна перевірка стану заземлення опори у кількості 7шт; Обрізування крони дерева з автопідйомника — 16шт; Перетягування ділянки проводів від опори до вводу з застосуванням спецмеханізмів (зовнішній ввід довжиною до 25 м без підставної опори) — 21шт.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 99 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-122, що склав 30%.

На сьогоднішній день по ПЛ-0,4 кВ від ТП-122 один споживач отримує компенсацію згідно Постанови НКРЕКП №375 від 12.06.2018.

За останні 3 роки сума компенсацій склала 142,52 грн.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 378,91 тис. грн (без ПДВ), "Реконструкція ПЛ-6кВ Ф-3714 від ПС-150/35/6 кВ "Карантинная" зі встановленням ТП на вул. Марії Фортус, м.Херсон".

Відповідно до проектної документації, затвердженої наказом №629 від 09.09.2021р., передбачено наступний обсяг робіт:

- будівництво нової ТП на вул. М.Фортус. Потужність силового трансформатора згідно розрахунків обрано 250 кВА типу ТМГСУ;

- нова ТП живиться від опори №7 ПЛ-6кВ Ф-3714 від ПС-150/35/6 кВ "Карантинная".

Л-1 нова:

- переключення ПЛ-0,4 кВ Л-1 опори №9-25; 20; 51-54 від ТП-122 на нову ТП, що встановлюється;

- виконується струморозділ в прогоні опор №8-9 ПЛ-0,4 кВ Л-1 вді ТП-122; Л-2 нова:
- переключення ПЛ-0,4 кВ Л-1 опори №7-8; 7; 26-50 від ТП-122 на нову ТП, що встановлюється;
- виконується струморозділ в прогоні опор №6-7 ПЛ-0,4 кВ Л-1 вді ТП-122; Л-3 нова:
- переключення ПЛ-0,4 кВ Л-1 опори №1-6 від ТП-122 на нову ТП, що встановлюється;
- переключення ПЛ-0,4 кВ Л-4 опори №1-11 від ТП-122 на нову ТП, що встановлюється.

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-6кВ Ф-3714 від ПС-150/35/6 кВ "Карантинная" зі встановленням ТП на вул. Марії Фортус, м.Херсон		
Перелік ПЛ-0,4 кВ		ТП-нова		
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-3 (нова)
Довжина ПЛ	Всього	462	646	443
	Довжиною більше 400 м	5	0	0
	%	1.08%	0.00%	0.00%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		-3.06%	-5.78%	-5.06%
Кількість споживачів	Всього, шт.	36	62	14
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	31	62	14
	%	86.11	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	5	0	0
	%	13.89	0.00	0.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	15380	18112	23005
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	13624	18112	23005
	%	88.58	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	1756	0	0
	%	11.42	0.00	0.00
Сумарна договірна потужність кВт		110.8	233.1	159.35

Сумарна проектна потужність кВт		180	362.5	181.05
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-
Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	Всього	84.6		
	На 1-го споживача	0.76		
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		378.91		
Окупність згідно проектних рішень, роки		4.5		
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		300.0		
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		8.0		

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для приведення усіх довжин ліній до нормативних 400 м необхідно залучення додаткових коштів в розмірі орієнтовно 300 тис.грн без ПДВ, що спричинено додатковими витратами на будівництво ПЛ-10кВ, встановлення додаткової ТП-10/0,4кВ. Внаслідок чого термін окупності по даному заходу збільшиться до 8 років. Враховуючи, що обсяг споживання споживачів, що розташовані на відстані більше 400м, складає менше 5%, а втрати напруги в кінці ліній згідно проектних рішень становлять -5,78 – -3,06%, змінювати запроєктовану схему ліній недоцільно.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-6кВ Ф-3714 від ПС-150/35/6 кВ “Карантинная” зі встановленням ТП на вул. Марії Фортус, м.Херсон» 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних

витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускну здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Враховуючи потужність трансформатора 250 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$250 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 40296 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	40296	1,4	56,4
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			56,4

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$107 \cdot 200 + 5 \cdot 400 = 23,4 \text{ тис.грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-122 сумарно аварійно вимикалась 3 рази і сумарна тривалість відключень склала 1180 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 87,20кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$1180\text{хв}/60\text{хв} \cdot 87,20\text{кВт} = 1715 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	1715	1,4	2,4
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			2,4

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	1715	1,4	2,4
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			2,4

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
56,4	23,4	2,4	2,4
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)		Окупність, роки
378,91	84,6		4,5

Очікуваний термін окупності складе — 4,5 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 231.62 тис. грн (без ПДВ).

6.33. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-365 від ПС-35/10 кВ “Камышанская” зі встановленням ТП на вул. Широка в смт. Комишани, м.Херсон

Пропонується у рамках Інвестиційної програми 2022 року у зв'язку з: технічно незадовільним станом елементів, численними скаргами абонентів про незадовільне енергопостачання, великими втратами напруги в кінці лінії, зменшення індексу тривалості відключень SAIDI по Товариству та великою протяжністю ліній, а також для виконання пункту 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №312, щодо забезпечення потужності об'єктів побутових споживачів на рівні не нижче 5кВт, було прийнято рішення розробити проект та згідно проекту збудувати розвантажувальну ТП-10/0,4кВ в смт. Комишани на вул. Широка для розвантаження ТП-353, а також приведення довжини ПЛ-0,4кВ до 400м.

Середня частка індексу тривалості відключень SAIDI, у розрізі товариства, за останні три роки становить 0,4396 хв.

Будівельна довжина до реконструкції ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-353 складає 0,240 км, Л-2 від ТП-353 — 0,27 км, Л-3 від ТП-353 — 0,455 км, Л-4 від ТП-353 — 0,435 км. Фактичне завантаження трансформатора визначити неможливо, оскільки ТП не знаходиться на балансі АТ "Херсонобленерго".

Відстань від джерела живлення, існуючого ТП-353, до найвіддаленіших споживачів електричної енергії становить 350м.

За останні 10 років ПЛ-0,4 кВ від ТП-353 капітальних ремонтів проведено не було. Останнє технічне обслуговування було проведено в 2020 році, під час якого було виконано такі роботи: Обрізування крони дерева з автопідйомника у кількості 42 шт; Розчищення траси ПЛ від порослі дерев — 0,87 км; Перетягування проводів А-16(25), АС-25, А35, АС-35 на ПЛ напругою до 1кВ — 1,7 км; Заміна в'язки проводу на ПЛ 0,4кВ — 114 шт.

Кількість споживачів електричної енергії які технічно обмежені можливістю використовувати 5 кВт становить 33 чол.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 "Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі", Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДВ) ПЛ-0,4кВ від ТП-353, що склав 41%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 362,95 тис. грн (без ПДВ), «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-365 від ПС-35/10 кВ «Камышанская» зі встановленням ТП на вул. Широка в смт. Комишани, м.Херсон»

Проектною документацією, затвердженої наказом №629 від 09.09.2021р., передбачено наступний обсяг робіт:

- Реконструкція ПЛ-10кВ Ф365 ПС-35/10кВ «Камишанська» зі встановленням ТП на вул. Широка у смт. Камишани м.Херсон.;
- встановлення опори №3п ПЛ-10кВ Ф365 ПС-35/10кВ «Камишанська» з роз'єднувачем для підключення ТП, що проектується;
- переключення ПЛ-0,4кВ Л-1 опори №1-8 від ТП-353А на нову ТП, що проектується;

- переключення ПЛ-0,4кВ Л-2 опори №1-7 від ТП-353А на нову ТП, що проектується;
- переключення ПЛ-0,4кВ Л-3 опори №1-16 від ТП-353А на нову ТП, що проектується;
- переключення ПЛ-0,4кВ Л-4 опори №1-9 від ТП-353А на нову ТП, що проектується;

Назва об'єкта реконструкції		Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-365 від ПС-35/10 кВ “Камышанская” зі встановленням ТП на вул. Широка в смт. Комишани, м.Херсон			
Перелік ПЛ-0,4 кВ		ТП-нова			
		Л-1 (нова)	Л-2 (нова)	Л-3 (нова)	Л-4 (нова)
Довжина ПЛ	Всього	268	206	469	388
	Довжиною більше 400 м	0	0	0	0
	%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Втрати напруги (U, %) згідно проектних рішень		3.51%	2.66%	-8.65%	-2.29%
Кількість споживачів	Всього, шт.	1	1	1	36
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	1	1	1	36
	%	100.00	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), шт.	0	0	0	0
	%	0.00	0.00	0.00	0.00
Споживання електричної енергії, кВт*г за місяць	Всього, кВт*г	12960	14400	36000	5742
	Входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	12960	14400	36000	5742
	%	100.00	100.00	100.00	100.00
	Не входять в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення (ТП-10/0,4 кВ), кВт*г	0	0	0	0
	%	0.00	0.00	0.00	0.00
Сумарна договірна потужність кВт		18	20	50	116.7
Сумарна проектна потужність кВт		18	20	50	181
Рівні замірів в режимний день А/кВт		-/-	-/-	-/-	-/-
Сукупний	Всього	66.51			

економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік	На 1-го споживача	1.71
Вартість будівництва об'єкта, тис. грн. (без ПДВ) згідно проектних рішень		362.95
Окупність згідно проектних рішень, роки		5.5
Орієнтовний розмір збільшення кошторисної вартості об'єкта, для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, тис. грн. (без ПДВ)		0.0
Термін окупності додаткових витрат для забезпечення споживачів, що не увійшли в зону радіусом 400 метрів від джерела живлення, додатковими ПЛ-10 кВ та ТП-10/0,4 кВ, роки		0.0

Виходячи з даних, наведених у таблиці вище, для усі довжини ліній не перевищують нормативні 400 м.

Економічний ефект:

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-365 від ПС-35/10 кВ «Камышанская» зі встановленням ТП на вул. Широка в смт. Комишани, м.Херсон» 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускну здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Після встановлення нового ТП з урахуванням перспективи підвищення, пропускну спроможність збільшується на 2 % щорічно:

$$30 \div 15 \text{років} = 2$$

Враховуючи потужність трансформатора 160 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$160 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% = 25789,44 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	25789,44	1,4	36,11
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			36,11

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$36 \cdot 200 \text{грн} = 7,2 \text{ тис. грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-0,4кВ від ТП-353 сумарно аварійно вимикалась 6 рази і сумарна тривалість відключень склала 4259 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 116,7 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$4259/60\text{хв} \cdot 116,7 \text{ кВт} = 8284 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	8284	1,4	11,6
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			11,6

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	8284	1,40	11,6
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			11,6

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
36,11	7,2	11,6	11,6

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 66,51 тис. грн. (без ПДВ).

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
362,95	0	66,51	5,5

Очікуваний термін окупності складе — 5,5 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 199.7 тис. грн (без ПДВ).

6.34. Заходи зі створення трансформаторної потужності рівня 6-10кВ для реалізації стандартних приєднань в частині встановлення розвантажувальних ТП

Останніми роками в електромережах АТ “Херсонобленерго” спостерігається стійка тенденція щодо збільшення заявленої до приєднання потужності електроустановок замовників, що в свою чергу ставить перед Товариством

додаткові завдання з реконструкції, модернізації та технічного переоснащення існуючих електромереж. Переважна більшість існуючих повітряних та кабельних ліній, трансформаторних підстанцій було збудовано та введено в експлуатацію у 70-80 роках минулого століття, а їх технічний стан та характеристики окремих елементів (довжина ПЛ, переріз дротів, тип з/б опор, потужність силових трансформаторів тощо) не в повній мірі відповідають вимогам діючої нормативно-технічної документації та не задовольняють постійно зростаючий попит на споживання електроенергії та приєднання електроустановок замовників до електромереж Товариства.

Тому, на даний час перед Товариством достатньо гостро стоїть питання створення додаткової трансформаторної потужності рівня 6-10кВ шляхом встановлення розвантажувальних трансформаторних підстанцій, що надасть можливість реалізовувати стандартні приєднання до електромереж Товариства разом із покращенням параметрів якості електричної енергії для існуючих споживачів.

Згідно статистичних даних для реалізації стандартних приєднань у 2018 році було встановлено 18 розвантажувальних ТП (в тому числі 1 потужністю 63кВА, 3 потужністю 100кВА, 12 потужністю 160кВА, 2 потужністю 630кВА). Інформація за 2019 та 2020 рік наведено у табл. 6.1.

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується встановити 30 розвантажувальних щоглових трансформаторних підстанцій потужністю 160кВА кожна, витративши 9542,4 тис. грн. без ПДВ.

Економічний ефект:

Реалізація проекту 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:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від оприбуткування зворотних матеріалів, зниження ТВЕ, зниження операційних витрат, величин збільшення корисного відпуску, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів

Після виконання робіт з реалізації даного проекту, жодні матеріали не підлягають оприбуткуванню та не є придатними для подальшого використання.

2. Збільшення корисного відпуску

Відповідно до пункту 3.19 Державних будівельних норм України «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» ДБН В.2.5-23:2010 при проектуванні реконструкції зовнішніх електричних мереж у сільській місцевості розрахункове навантаження допускається приймати за фактичними даними з урахуванням їх перспективного зростання до 30%.

А згідно з пунктом 6.2.1 галузевого інформаційного документу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ» ГІД 34.20.178:2005 вибір джерела живлення, конфігурації та пропускної здатності елементів електричної мережі здійснюється з перспективою на період 15 років.

Враховуючи потужність трансформатора 160 кВА збільшення корисного відпуску становитиме:

$$160 \cdot 0,92 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 2\% \cdot 30 = 773683,2 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Збільшення корисного відпуску	773683,2	1,4	1083,16
Всього за збільшення корисного відпуску у грошовому еквіваленті			1083,16

3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$3100 \cdot 200 = 620 \text{ тис.грн.}$$

4. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі останніх 3 років в період з 01.01.2018 по 01.01.2021 відключення ПЛ-0,4кВ в середньому по Товариству відбувалося тривалістю 1233 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 4800 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$1233\text{хв}/60\text{хв} \cdot 4800 \text{ кВт} = 98640 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного	Обсяг,	Вартість,	Сума, тис. грн. (без
------------------------------	--------	-----------	----------------------

ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	98640	1,4	138,1
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			138,1

5. Інше

Назва складової економічного ефекту	Обсяг, кВт · год	Вартість, грн/кВт · год	Сума, тис. грн. (без ПДВ)
Відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії (Закон України від 23.06.2005 № 2706-IV)	98640	1,4	138,1
Всього за відповідальність перед споживачами за недовідпуск електроенергії у грошовому еквіваленті			138,1

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)			
Збільшення корисного відпуску	Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	Інше
1083,16	620	138,1	138,1
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2021 рік, тис. грн (без ПДВ)		Окупність, роки
9542,4	1979,36		4,82

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 1979,36 тис. грн. (без ПДВ). Очікуваний термін окупності складе — 4,82 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 5120.7 тис. грн (без ПДВ).

Таблиця 6.1

Статистичні дані щодо виданих та реалізованих ТУ за 2019 - 2020 рік												
№ з/п	Тип ТП	Потужність, кВА	кількість ТП	Реалізовані ТУ		Акт про надання послуг	будівництво нового ТП (так/ ні)	заміна ТП				Примітка
				дата	№			дата	Подальші дії з демонтованим обладнанням	Реквізити документу, який засвідчує виконані роботи		
						Назва документу				дата	№	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1.	ЩТП	160		23.10.18	36/76-1862	20.03.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	02.03.20	1114952	
2.	ЩТП	160		03.10.18	36/80-1699	28.02.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	03.02.20	1112325	
3.	КТП	400		25.10.19	36/76-2313	24.06.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	02.03.20	1149756	
4.	КТПГС	630		03.05.19	36/75-862	04.03.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	02.03.20	1126949	
5.	КТП	400		29.08.19	36/76-1770	20.03.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	31.03.20	1144147	
6.	КТПГС	630		29.08.19	36/76-1759	20.03.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	02.03.20	1143999	
7.	КТПГС	630		29.08.19	36/76-1781	20.03.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	02.03.20	1143942	
8.	КТПГС	630		29.08.19	36/76-	20.03.20	Так	Демонтоване	Акт ОЗ-1	02.03.20	1144214	

					1754			обладнання відсутнє				
9.	КТП	400		22.08.19	36/79-1680	17.03.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	02.04.20	1143349	
10.	КТП	400		09.08.19	36/79-1570	20.03.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	01.04.20	1142310	
11.	КТП	400		22.07.19	36/76-1380	20.03.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	31.03.20	1141103	
12.	КТП	400		07.08.19	36/79-1543	31.03.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	01.04.20	1142118	
13.	КТП	400		28.08.19	36/79-1728	31.03.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	01.04.20	1143874	
14.	КТП	400		13.08.19	36/79-1609	30.03.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	01.04.20	1142478	
15.	КТП	400		29.08.19	36/76-1788	10.03.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	02.03.20	1144222	
16.	КТП	400		28.08.19	36/79-1740	17.03.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	01.04.20	1143709	
17.	ЩТП	160		20.06.19	36/80-1172	16.03.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	03.03.20	1137488	
18.	ЩТП	160		14.05.19	36/76-923	18.03.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	02.03.20	1135726	
19.	ЩТП	160		26.10.17	36/81-1272	24.10.19	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	03.03.20	1085504	

20.	ЩТП	160		04.10.18	36/81-1711	28.02.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	17.07.20	1112396	
21.	КТП	63		27.10.16	36/76-1137	21.04.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	31.12.19	1054368	
22.	КТП	400		24.06.19	36/76-1206	12.03.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	31.10.19	1138879	
23.	КТП	400		20.06.19	36/76-1180	30.03.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	31.10.19	1138701	
24.	КТП	400		18.06.19	36/76-1141	30.10.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	31.10.19	1138244	
25.	ЩТП	160		30.01.19	36/80-217	24.02.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	29.11.19	1122014	
26.	ЩТП	160		31.07.18	36/81-1220	17.03.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	30.08.19	1106590	
27.	ЩТП	160		21.05.19	36/76-958	17.03.20	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	30.09.19	1137178	
28.	ЩТП	160		20.07.18	36/80-1150	10.04.19	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	31.07.19	1105704	
29.	ЩТП	160		03.01.18	36/81-017	27.03.19	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	31.07.19	1091720	
30.	ЩТП	160		07.12.17	36/81-1544	02.05.19	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	31.10.19	1089504	
31.	КТП	160		27.09.2018	36/76-1648	15.05.2019	Ні	Оприбуткован о	Акт ОЗ-2	10.04.19	1111713	Заміна шафи та трансформатора

32.	КТП	630		20.06.2018	36/81-965	20.09.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	03.05.19	1103223	Заміна шафи та трансформатора
33.	ЗТП	1000		09.08.2019	36/80-1566	31.03.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	31.01.20	1142273	Заміна трансформатора
34.	КТП	100		15.07.2019	36/76-1350	13.04.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	02.03.20	1140434	Заміна трансформатора
35.	КТП	160		10.09.2018	36/76-1510	07.02.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	07.03.19	1108742	Заміна трансформатора
36.	КТП	160		13.11.2018	36/79-2092	26.04.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	28.05.19	1116991	Заміна трансформатора
37.	КТП	160		21.12.2018	36/78-2399	29.03.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	27.02.19	1121198	Заміна трансформатора
38.	КТП	160		11.01.2019	36/75-103	11.06.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	25.06.19	1121669	Заміна трансформатора
39.	КТП	160		09.01.2019	36/79-082	18.06.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	02.09.19	1122565	Заміна трансформатора
40.	КТП	160		15.04.2019	36/75-697	02.03.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	03.09.19	1128959	Заміна трансформатора
41.	КТП	160		30.05.2019	07/23	31.01.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	22.11.19	1136927	Заміна трансформатора
42.	КТП	160		06.06.2019	36/80-1083	16.03.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	24.02.20	1137464	Заміна трансформатора
43.	КТП	160		27.06.2019	76-65	13.08.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	02.03.20	1139248	Заміна трансформатора
44.	КТП	250		08.10.2018	36/81-1726	30.05.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	14.06.19	1109267	Заміна шафи та трансформатора
45.	КТП	250		26.09.2018	36/79-1640	18.06.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	02.09.19	1111561	Заміна трансформатора
46.	КТП	250		31.10.2018	36/80-1946	26.02.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	31.01.20	1115510	Заміна трансформатора
47.	КТП	250		21.11.2018	36/76-2167	10.05.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	28.05.19	1117827	Заміна шафи та трансформатора

48.	КТП	250		28.12.2018	17/04-90	27.08.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	09.07.19	1121522	Заміна трансформатора
49.	КТП	250		29.12.2018	36/80-2479	29.08.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	30.07.19	1121764	Заміна трансформатора
50.	КТП	250		08.01.2019	36/79-070	18.06.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	13.08.19	1122499	Заміна трансформатора
51.	КТП	250		25.02.2019	36/80-365	28.09.2021	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	04.02.20	1125491	Заміна шафи та трансформатора
52.	КТП	250		11.03.2019	10	29.07.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	22.08.19	1126776	Заміна шафи та трансформатора
53.	КТП	250		12.04.2019	36/76-689	17.03.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	19.08.19	1128324	Заміна трансформатора
54.	КТП	250		25.04.2019	18	16.07.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	05.09.19	1133025	Заміна шафи та трансформатора
55.	КТП	250		31.05.2019	36/81-1055	28.02.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	27.09.19	1137028	Заміна трансформатора
56.	КТП	250		11.06.2019	36/91-1110	27.01.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	31.01.20	1137907	Заміна трансформатора
57.	КТП	250		27.06.2019	36/80-1249	26.02.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	16.01.20	1139206	Заміна трансформатора
58.	КТП	250		01.07.2019	36/79-1264	20.03.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	02.12.19	1139360	Заміна трансформатора
59.	ЗТП	250		26.07.2019	36/87-1419	23.12.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	31.01.20	1141317	Заміна трансформатора
60.	КТП	250		23.07.2019	36/79-1396	07.08.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	02.12.19	1141456	Заміна шафи та трансформатора
61.	КТП	250		16.09.2019	36/79-1958	26.03.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	24.02.19	1144385	Заміна трансформатора
62.	КТП	250		10.06.2019	36/80-1100	13.03.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	04.02.19	1137723	Заміна трансформатора
63.	КТП	400		15.02.2019	36/80-305	20.03.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	27.09.19	1122961	Заміна шафи та трансформатора

64.	КТП	400		01.03.2019	36/80-407	31.03.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	11.10.19	1125309	Заміна шафи та трансформатора
65.	ЗТП	400		19.03.2019	36/81-494	18.03.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	14.08.19	1125924	Заміна трансформатора
66.	КТП	400		26.03.2019	36/76-534	24.03.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	22.11.19	1127493	Заміна трансформатора
67.	КТП	400		03.05.2019	36/76-873	04.03.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	12.11.19	1127723	Заміна шафи та трансформатора
68.	КТП	400		29.03.2019	36/80-574	13.03.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	22.11.19	1127749	Заміна шафи та трансформатора
69.	КТП	400		29.03.2019	11	01.06.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	20.09.19	1127775	Заміна шафи та трансформатора
70.	КТП	400		17.04.2019	36/80-714	13.03.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	11.10.19	1128163	Заміна трансформатора
71.	КТП	400		08.04.2019	36/80-643	27.05.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	22.11.19	1128452	Заміна шафи та трансформатора
72.	КТП	400		08.07.2019	36/80-1304	16.03.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	30.10.19	1139931	Заміна шафи та трансформатора
73.	КТП	400		08.07.2019	36/80-1308	13.11.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	31.01.20	1139945	Заміна шафи та трансформатора
74.	КТП	400		26.07.2019	36/76-1429	20.03.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	02.03.19	1141333	Заміна трансформатора
75.	КТП	400		22.06.2018	36/80-995	27.02.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	23.04.19	1103483	Заміна шафи та трансформатора
76.	КТП	400		21.09.2018	36/80-1613	17.04.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	23.04.19	1111091	Заміна трансформатора
77.	КТП	400		08.10.2018	36/80-1744	29.11.2018	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	21.05.19	1112748	Заміна шафи та трансформатора
78.	ЗТП	400		24.10.2018	36/80-1866	20.06.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	31.05.19	1114743	Заміна трансформатора
79.	ЗТП	400		24.10.2018	36/80-1884	28.03.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	02.05.19	1114818	Заміна трансформатора

80.	КТП	400		07.11.2018	36/80-2031	24.04.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	03.09.19	1116450	Заміна трансформатора
81.	КТП	400		08.01.2019	36/86-055	17.07.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	29.07.19	1122454	Заміна трансформатора
82.	ЗТП	400		02.04.2019	36/80-592	20.03.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	22.11.19	1122778	Заміна трансформатора
83.	ЗТП	400		24.01.2019	36/80-193	31.03.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	11.10.19	1123377	Заміна трансформатора
84.	ЗТП	630		16.11.2018	36/78-2120	04.02.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	31.01.20	1117408	Заміна трансформатора
85.	ЗТП	630		15.01.19	36/81-147	11.06.21	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	20.09.19	1122994	Заміна трансформатора
86.	КТП	630		23.04.2019	36/80-756	12.03.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	30.10.19	1130109	Заміна шафи та трансформатора
87.	КТП	630		03.05.2019	14	10.02.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	02.03.19	1135040	Заміна шафи та трансформатора
88.	ЗТП	630		19.08.2019	36/80-1657	20.03.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	31.01.20	1142890	Заміна трансформатора
89.	ЗТП	630		26.03.2019	36/80-541	17.07.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	22.11.19	1127328	Заміна трансформатора
90.	ЗТП	630		10.04.2019	36/80-656	16.07.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	22.08.19	1128638	Заміна трансформатора
91.	КТП	630		12.06.2019	36/80-1120	13.03.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	31.01.20	1137991	Заміна трансформатора
92.	ЗТП	63		22.03.2019	36/78-511	01.06.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	31.01.20	1121084	Заміна трансформатора
93.	КТП	100		16.11.2018	36/84-2118	24.05.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	02.05.19	1117352	Заміна трансформатора
94.	КТП	160		17.08.2018	36/81-1374	19.02.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	09.04.19	1108152	Заміна шафи та трансформатора
95.	КТП	160		31.10.2018	36/91-1951	27.03.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	02.05.19	1115615	Заміна трансформатора

96.	КТП	160		17.08.2018	36/79-1399	25.06.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	17.04.19	1108390	Заміна трансформатора
97.	КТП	250		03.05.2019	36/79-879	18.02.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	20.09.19	1134208	Заміна трансформатора
98.	КТП	250		05.06.2018	36/81-848	24.01.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	22.08.19	1101919	Заміна трансформатора
99.	КТП	250		09.10.2018	36/84-1770	24.07.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	29.07.19	1112870	Заміна трансформатора
100.	КТП	250		09.11.2018	36/79-2059	12.06.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	02.09.19	1116675	Заміна трансформатора
101.	КТП	250		15.04.2019	36/87-694	13.04.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	31.01.20	1128926	Заміна трансформатора
102.	КТП	160		12.05.2020	19/05/20	11.09.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	30.07.2020	1163554	Заміна трансформатора
103.	КТП	250		30.06.2020	36/86-671	29.09.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	21.08.2020	1167024	Заміна трансформатора
104.	КТП	250		05.10.2020	76-105	28.01.2021	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	11.12.2020	1177304	Заміна трансформатора
105.	КТП	160		02.05.2019	36/80-816	04.01.2021	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	24.04.2020	1133281	Заміна трансформатора
106.	ЗТП	160		03.05.2019	36/76-842	06.05.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	02.03.2020	1134057	Заміна трансформатора
107.	КТП	160		30.09.2019	36/78-2076	06.05.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	24.02.2020	1146372	Заміна трансформатора
108.	КТП	160		02.10.2019	36/78-2112	06.06.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	24.02.2020	1146622	Заміна трансформатора
109.	КТП	160		24.10.2019	36/81-2298	20.11.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	07.08.2020	1147846	Заміна трансформатора
110.	КТП	160		05.11.2019	36/76-2391	04.01.2021	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	08.04.2020	1149890	Заміна трансформатора
111.	КТП	160		04.12.2019	36/81-2583	30.09.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	26.03.2020	1152467	Заміна трансформатора

112.	КТП	160		21.01.2020	76-05	04.01.2021	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	08.04.2020	1155577	Заміна трансформатора
113.	КТП	160		03.03.2020	36/80-240	09.11.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	07.09.2020	1155993	Заміна трансформатора
114.	КТП	160		03.04.2020	38	09.11.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	30.06.2020	1161614	Заміна трансформатора
115.	ЩТП	160		16.06.2020	36/79-597	12.06.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	05.10.2020	1166249	Заміна трансформатора
116.	КТП	160		25.08.2020	09/47	22.01.2021	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	06.11.2020	1173366	Заміна трансформатора
117.	КТП	250		02.04.2018	36/81-492	10.07.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	08.04.2020	1097983	Заміна трансформатора
118.	КТП	250		03.01.2019	36/81-025	26.10.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	22.07.2020	1118774	Заміна шафи та трансформатора
119.	КТП	250		11.02.2019	36/79-276	28.09.2021	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	27.11.2020	1121938	Заміна трансформатора
120.	КТП	250		08.08.2019	36/76-1551	13.07.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	08.04.2020	1142225	Заміна трансформатора
121.	КТП	250		15.08.2019	36/86-1628	06.05.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	24.02.2020	1142226	Заміна шафи та трансформатора
122.	КТП	250		19.08.2019	36/76-1652	27.04.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	26.03.2020	1142991	Заміна шафи та трансформатора
123.	КТП	250		02.09.2019	36/78-1817	06.05.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	24.02.2020	1143984	Заміна трансформатора
124.	КТП	250		20.09.19	36/78-2004	06.05.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	31.01.2020	1145609	Заміна трансформатора
125.	КТП	250		02.12.2019	36/91-2559	01.06.2021	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	08.04.2020	1150559	Заміна трансформатора
126.	КТП	250		31.01.2020	36/76-093	30.09.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	06.05.2020	1151596	Заміна шафи та трансформатора
127.	КТП	250		18.03.2020	17/04-14	28.09.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	23.06.2020	1159860	Заміна шафи та трансформатора

128.	КТП	250		01.04.2020	36/78-400	14.09.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	30.06.2020	1160936	Заміна трансформатора
129.	КТП	250		10.06.2020	36/80-570	27.11.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	09.10.2020	1164909	Заміна трансформатора
130.	КТП	250		13.08.2020	36/76-816	14.12.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	13.11.2020	1172868	Заміна шафи та трансформатора
131.	КТП	250		27.11.2017	36/75-1472	18.06.2021	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	29.05.2020	1088463	Заміна трансформатора
132.	КТП	250		30.06.2020	36/80-670	14.12.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	18.09.2020	1166251	Заміна трансформатора
133.	ЗТП	400		08.06.2017	36/78-523	30.09.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	26.03.2020	1072766	Заміна трансформатора
134.	КТП	400		12.12.18	57	11.06.21	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	26.03.2020	1120326	Заміна шафи та трансформатора
135.	КТП	400		06.02.2019	36/81-248	06.05.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	29.05.2020	1124249	Заміна шафи та трансформатора
136.	КТП	400		06.09.2019	36/76-1851	01.06.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	02.03.2020	1144450	Заміна шафи та трансформатора
137.	ЗТП	400		09.09.2019	36/81-1876	03.08.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	26.03.2020	1144505	Заміна трансформатора
138.	КТП	400		11.09.2019	36/79-1897	12.02.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	01.04.2020	1144880	Заміна шафи та трансформатора
139.	КТП	400		13.09.2019	36/80-1942	31.03.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	24.02.2020	1145093	Заміна шафи та трансформатора
140.	ЗТП	400		07.10.2019	36/80-2152	30.03.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	24.02.2020	1146992	Заміна трансформатора
141.	КТП	400		13.02.2020	36/87-165	04.01.2021	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	06.05.2020	1157070	Заміна шафи та трансформатора
142.	КТП	400		24.02.2020	36/80-201	12.08.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	04.06.2020	1157843	Заміна трансформатора
143.	КТП	400		06.04.2020	09/30	31.08.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	23.06.2020	1158066	Заміна трансформатора

144.	КТП	400		19.02.20	36/79-322	29.10.20	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	06.11.2020	1158728	Заміна шафи та трансформатора
145.	КТП	400		16.03.2020	36/76-297	22.03.2021	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	13.11.2020	1158994	Заміна трансформатора
146.	КТП	400		09.04.2020	36/80-423	13.07.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	23.06.2020	1161155	Заміна шафи та трансформатора
147.	КТП	400		09.09.2020	36/76-932	01.06.2021	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	27.11.2020	1170531	Заміна трансформатора
148.	КТП	400		04.04.2019	36/80-614	29.09.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	07.09.2020	1128175	Заміна шафи та трансформатора
149.	КТП	400		25.06.2019	36/80-1223	20.06.2019	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	07.09.2020	1138984	Заміна шафи та трансформатора
150.	КТП	400		17.01.2020	36/80-048	10.01.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	24.04.2020	1155380	Заміна трансформатора
151.	КТП	630		09.10.2019	36/76-2183	12.01.2021	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	02.03.2020	1147287	Заміна шафи та трансформатора
152.	КТП	630		27.03.2020	36/80-379	14.09.2021	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	27.11.2020	1160613	Заміна шафи та трансформатора
153.	КТП	630		28.07.2020	36/81-759	28.01.2021	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	06.11.2020	1169954	Заміна шафи та трансформатора
154.	КТП	630		27.06.2018	36/80-1045	01.02.2021	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	23.06.2020	1103986	Заміна шафи та трансформатора
155.	ЗТП	630		21.12.18	36/80-2427	28.08.20	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	30.06.2020	1121357	Заміна трансформатора
156.	ЗТП	630		12.04.2019	36/80-682	16.03.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	07.09.2020	1128814	Заміна трансформатора
157.	ЗТП	630		24.05.19	36/86-1002	21.08.20	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	24.02.2020	1136483	Заміна трансформатора
158.	ЗТП	630		02.09.2019	36/80-1819	15.04.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	24.02.2020	1144003	Заміна трансформатора
159.	ЗТП	630		04.10.2019	36/80-2149	31.07.2020	Ні	Оприбуткован о	АКТ ОЗ-2	04.06.2020	1146890	Заміна трансформатора

160.	ЗТП	630		30.09.2019	36/80-2062	22.03.2021	Ні	Оприбуткован о	Акт ОЗ-2	24.02.2020	1147127	Заміна трансформатора
161.	ЗТП	630		14.11.2019	36/80-2469	14.11.2019	Ні	Оприбуткован о	Акт ОЗ-2	06.05.2020	1150640	Заміна трансформатора
162.	ЗТП	630		21.01.2020	36/80-054	11.01.2020	Ні	Оприбуткован о	Акт ОЗ-2	06.05.2020	1155612	Заміна трансформатора
163.	КТП	250		23.07.2020	09/37	07.06.2021	Ні	Оприбуткован о	Акт ОЗ-2	06.11.2020	1169883	Заміна трансформатора
164.	КТП	250		23.07.2020	36/75-745	13.11.2020	Ні	Оприбуткован о	Акт ОЗ-2	09.10.2020	1169491	Заміна трансформатора
165.	ЩТП	63		21.01.2020	76-08	29.01.2021	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	06.05.2020	1155589	
166.	ЩТП	100		03.10.2019	36/79-2137	07.06.2021	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	03.08.2020	1146750	
167.	ЩТП	160		21.07.2017	36/81-729	14.09.2020	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	22.07.2020	1076371	
168.	ЩТП	160		18.05.2018	36/81-734	11.06.2021	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	22.07.2020	1100773	
169.	ЩТП	160		25.07.2018	36/81-1172	13.07.2020	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	01.04.2020	1106053	
170.	ЩТП	160		08.08.2018	36/80-1297	11.09.2020	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	17.08.2020	1107251	
171.	ЩТП	160		28.08.2018	36/78-1431	28.01.2021	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	03.08.2020	1108846	
172.	КТП	160		12.10.2018	38	11.06.2021	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	07.09.2020	1112223	

173.	ЩТП	160		13.11.2018	36/80-2081	22.01.2021	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	09.10.2020	1116975	
174.	ЩТП	160		20.11.2018	36/80-2157	29.01.2021	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	09.06.2020	1117674	
175.	ЩТП	160		13.06.2019	23	02.09.2021	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	06.11.2020	1138130	
176.	ЩТП	160		03.09.2019	36/79-1821	07.06.2021	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	03.08.2020	1140360	
177.	ЩТП	160		10.09.2019	36/81-1894	11.11.2020	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	15.09.2020	1144678	
178.	ЩТП	160		26.12.2019	36/79-2688	17.07.2020	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	01.10.2020	1154292	
179.	ЩТП	160		15.01.2020	76-03	30.09.2020	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	06.05.2020	1155405	
180.	ЩТП	160		25.02.2020	36/81-211	11.06.2021	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	01.07.2020	1157960	
181.	ЩТП	160		29.04.2020	36/89-461	20.07.2020	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	17.08.2020	1162466	
182.	ЩТП	160		29.04.2020	36/89-462	30.06.2020	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	22.07.2020	1162470	
183.	ЩТП	160		02.06.2020	36/80-546	27.11.2020	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	01.10.2020	1163955	
184.	ЩТП	160		21.09.2020	36/81-993	22.03.2021	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	11.12.2020	1175483	

185.	ЩТП	160		21.05.2019	36/79-946	22.01.2021	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	07.09.2020	1136224	
186.	КТП	400		13.12.2018	36/78-2331	09.12.2020	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	01.12.2020	1120397	
187.	КТП	400		27.02.19	36/78-387	01.03.21	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	30.12.2020	1125653	
188.	ЩТП	63		09.01.2020	79/12/19	01.06.2021	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	01.10.2020	1154884	
189.	ЩТП	100		22.08.2019	36/87-1687	29.09.2020	Так	Демонтоване обладнання відсутнє	Акт ОЗ-1	14.05.2020	1143334	

7. Реконструкція КТП із заміною шафи

№ п/п	Диспетчерське найменування ТП	Клас напруги КТП, кВ	Тип, потужність існуючої КТП	Рік вводу в експлуатацію (термін експлуатації в роках)	1.Номер, дата дефектного Акта; 2. коефіцієнт дефектності шафи КТП; 3.короткий опис дефектів існуючої КТП відповідно до деф.акта	Тип, кількість потужність трансформатора, що встановлений в КТП	Рік вводу в експлуатацію існуючого трансформатора, термін експлуатації трансформатора в роках, технічний стан трансформатора	Тип, потужність КТП на яку буде замінено існуючу КТП (відповідно до проекту)	Коли було замінено трансформатор/ коли буде замінено трансформатор
7.1	КТП-22	10/0,4	Кіосковий тип 160 кВА	1986 (35)	1.№1 від 15 лютого 2021р. 2.Коефіцієнт дефектності складає 27.5% 3. Неможливість проведення технічного обслуговування трансформатора без його демонтажа; - зношеність застарілого електротехнічного обладнання; - залізобетонні приставки фундаменту КТП мають нахил; - наскрізна часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей РУ.	ТМ-160/10/0,4 кВА	1986 (35)	Кіосковий тип 160 кВА	Трансформатор не потребує заміни
7.2	КТП-52	10/0,4	Кіосковий тип 160 кВА	1968(53)	1.№1 від 27 квітня 2020р. 2.Коефіцієнт дефектності складає 34%/ 3.- реконструкція КТП-10/0,4кВ №52 в частині заміни шафи КТП на шафу "кіоскового типу" з повітряними виходами;- будівництво контуру заземлення для КТП-10/0,4кВ №52; - реконструкція оп.№1 ПЛ-10кВ відп. на КТП-52 Ф-801 ПС-35/10кВ "Г.Пристань" в частині заміни існуючого роз'єднувача на роз'єднувач типу РЛНДз;	ТМ-160/10/0,4 кВА	1968 (53)	Кіосковий тип 160 кВА	Трансформатор не потребує заміни

					<ul style="list-style-type: none"> - перепідключення існуючих ПЛ-0,4 кВ Л-1;Л-2 до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №52, що проектується; - реконструкція РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №52 в частині перенесення існуючого автоматичного вимикача типу ВА для Л-1 в нове РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №52; - реконструкція РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №52 в частині заміни існуючого автоматичного вимикача для Л-2 на автоматичний вимикач типу ВА. 				
7.3	КТП-35	10/0,4	Кіосковий тип 160 кВА	1976(45)	<ul style="list-style-type: none"> 1.№2 від 23 жовтня 2019р. 2.Коефіцієнт дефектності складає 30%. 3.-корпус шафи має корозію, частково пошкоджені петлі та відсутнє ущільнення дверей, що призводить до потрапляння вологи в середину шафи; - ошинування виконано провідником, який не відповідає існуючим струмовим навантаженням; - малогабаритні параметри шафи внеможливлують проведення заміни або встановлення обладнання в РУ-0,4кВ, що в свою чергу призвело до встановлення нульової із зовнішньої сторони РУ-0,4кВ; - струмопровідні частини 0,4кВ розташовані у безпосередній близькості один до одного, що підвищує ризик коротких замикань; - автоматичні вимикачі закріплені не надійним чином та розташовані один від одного на неприпустимій відстані; - руйнування фундаменту КТП. 	ТМ-160/10/0,4 кВА	1976 (45)	Кіосковий тип 160 кВА	Трансформатор не потребує заміни
7.4	КТП-582	10/0,4	Кіосковий тип 160	2008(13)	<ul style="list-style-type: none"> 1.№582 від 52 лютого 2021р. 2.Коефіцієнт дефектності складає 40%. 	ТМ-160/10/0,	2008 (13)	Кіосковий тип 160 кВА	Трансформатор не потребує

			кВА		3.- автоматичні вимикачі закріплені не надійним чином та розташовані один від одного на неприпустимій відстані;- неможливість проведення технічного обслуговування трансформатора без його демонтажа; - зношеність застарілого електротехнічного обладнання; - залізобетонні блоки фундаменту КТП мають нахил; - наскрізна часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей РУ призводить до потрапляння вологи всередину шафи КТП..	4 кВА			заміни
7.5	КТП-478	10/0,4	Кіосковий тип 160 кВА	1983(38)	1.№478 від 25 лютого 2021р. 2.Коефіцієнт дефектності складає 40% 3.- автоматичні вимикачі закріплені не надійним чином та розташовані один від одного на неприпустимій відстані;- неможливість проведення технічного обслуговування трансформатора без його демонтажа; - зношеність застарілого електротехнічного обладнання; - залізобетонні блоки фундаменту КТП мають нахил; - наскрізна часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей РУ призводить до потрапляння вологи всередину шафи КТП.	ТМ-160/10/0,4 кВА	1983 (38)	Кіосковий тип 160 кВА	Трансформатор не потребує заміни
7.6	КТП-271	10/0,4	Кіосковий тип 160 кВА	2020(1)	1.№1 від 15 лютого 2021р. 2.Коефіцієнт дефектності складає 27.5% 3.- автоматичні вимикачі закріплені не надійним чином та розташовані один від одного на неприпустимій відстані;- неможливість проведення	ТМ-160/10/0,4 кВА	2020 (1)	Кіосковий тип 160 кВА	Трансформатор не потребує заміни

					технічного обслуговування трансформатора без його демонтажа; - зношеність застарілого електротехнічного обладнання; - залізобетонні блоки фундаменту КТП мають нахил; - наскрізна часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей РУ.				
7.7	КТП-5	10/0,4	Кіосковий тип 250 кВА	1980(41)	1.№1 від 15 лютого 2021р. 2.Коефіцієнт дефектності складає 27.5%. 3- автоматичні вимикачі закріплені не надійним чином та розташовані один від одного на неприпустимій відстані;- неможливість проведення технічного обслуговування трансформатора без його демонтажа; - зношеність застарілого електротехнічного обладнання; - залізобетонні блоки фундаменту КТП мають нахил; - наскрізна часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей РУ.	ТМ-250/10/0,4 кВА	1980 (41)	Кіосковий тип 250 кВА	Трансформатор не потребує заміни
7.8	КТП-194	10/0,4	Кіосковий тип 100 кВА	2010(11)	1.№3 від 3 жовтня 2020р. 2.Коефіцієнт дефектності складає 29% 3- автоматичні вимикачі закріплені не надійним чином та розташовані один від одного на неприпустимій відстані;- ошикування виконано провідником, який не відповідає існуючим струмовим навантаженням; - пошкодження петель дверей РУ-0,4кВ; - малогабаритні розміри шафи та неможливість проведення ремонту (заміни або встановлення) додаткового обладнання в РУ-0,4кВ; - наскрізна часткова корозія шафи та	ТМ-100/10/0,4 кВА	2010 (11)	Кіосковий тип 100 кВА	Трансформатор не потребує заміни

					пошкодження ущільнення дверей РУ.				
7.9	КТП-215	10/0,4	Кіосковий тип 160 кВА	2014(7)	1.№1 від 12 лютого 2021р. 2.Коефіцієнт дефектності складає 27.5% 3- автоматичні вимикачі закріплені не надійним чином та розташовані один від одного на неприпустимій відстані;- неможливість проведення технічного обслуговування трансформатора без його демонтажа; - зношеність застарілого електротехнічного обладнання; - залізобетонні блоки фундаменту КТП мають нахил; - наскрізна часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей РУ.	ТМ-160/10/0,4 кВА	2014 (7)	Кіосковий тип 160 кВА	Трансформатор не потребує заміни
7.10	КТП-206	10/0,4	Кіосковий тип 250 кВА	2018(3)	1.№1 від грудня 202р. 2.Коефіцієнт дефектності складає 49% 3- автоматичні вимикачі закріплені не надійним чином та розташовані один від одного на неприпустимій відстані;- неможливість проведення технічного обслуговування трансформатора без його демонтажа; - зношеність застарілого електротехнічного обладнання; - залізобетонні блоки фундаменту КТП мають нахил; - наскрізна часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей РУ.	ТМ-250/10/0,4кВА	2018 (3)	Кіосковий тип 250 кВА	Трансформатор не потребує заміни
7.11	КТП-675	10/0,4	Кіосковий тип 250 кВА	2015(6)	1.№1 від 1 грудня 2019р. 2.Коефіцієнт дефектності складає 30% 3- автоматичні вимикачі закріплені не надійним чином та розташовані один від одного на неприпустимій відстані;- неможливість проведення	ТМ-250/10/0,4кВА	2015 (6)	Кіосковий тип 250 кВА	Трансформатор не потребує заміни

					технічного обслуговування трансформатора без його демонтажа; - зношеність застарілого електротехнічного обладнання; - залізобетонні блоки фундаменту КТП мають нахил; - наскрізна часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей РУ.				
7.12	КТП-354	6/0,4	Кіосковий тип 400 кВА	1970(51)	1.№1 від 1 грудня 2019р. 2.Коефіцієнт дефектності складає 39% 3- автоматичні вимикачі закріплені не надійним чином та розташовані один від одного на неприпустимій відстані;- неможливість проведення технічного обслуговування трансформатора без його демонтажа; - зношеність застарілого електротехнічного обладнання; - залізобетонні блоки фундаменту КТП мають нахил; - наскрізна часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей РУ.	ТМ-400/10/0,4кВА	1970 (51)	Кіосковий тип 400 кВА	Трансформатор не потребує заміни
7.13	КТП-12	10/0,4	Кіосковий тип 100 кВА	2014(7)	1.№1 від 27 листопада 2020р. 2.Коефіцієнт дефектності складає 29% 3- автоматичні вимикачі закріплені не надійним чином та розташовані один від одного на неприпустимій відстані;- неможливість проведення технічного обслуговування трансформатора без його демонтажа; - зношеність застарілого електротехнічного обладнання; - залізобетонні блоки фундаменту КТП мають нахил; - наскрізна часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей РУ.	ТМ-100/10/0,4кВА	2014 (7)	Кіосковий тип 100 кВА	Трансформатор не потребує заміни

7.1. Реконструкція КТП-22 з заміною шафи КТП в смт. Велика Лепетиха, Великолепетиського району Херсонської області

КТП-22 (інв№007660) потужністю 160 кВА було збудовано та введено в експлуатацію у 1986 році в смт. Велика Лепетиха, Великолепетиського району, Херсонської області. Від нього отримують електроживлення 2 юридичних та 97 побутових споживачів. Конструктивна модель шафи є нестандартною “кіоскового” типу у вигляді металевих ящика, встановлена на дефектних залізобетонних приставках та має понаднормативний нахил конструкції, що загрожує падінням шафи КТП. Дах шафи КТП має наскрізну корозію, струмопровідні частини 0,4 кВ розташовані поряд один з одним, що підвищує ризик коротких замикань. Камера відсіку трансформатора виконана у стиснених умовах таким чином, що для проведення робіт з технічного обслуговування або заміни трансформатора необхідно його демонтувати. Подальша експлуатація шаф даної конструкції неможлива, адже не відповідає вимогам ПУЕ (п. 4.2.69, 4.2.76) в частині габариту виводів РП-10кВ та РП-0,4кВ та електричної безпеки шафи КТП в частині максимального зменшення доступу сторонніх осіб до електрообладнання.

Відповідно до дефектного акту від 15 лютого 2021р №1 КТП-22 має велику кількість дефектних елементів, які призводять до аварійних відключень та пошкодження обладнання, а саме:

- неможливість проведення технічного обслуговування трансформатора без його демонтажа;
- зношеність застарілого електротехнічного обладнання;
- залізобетонні приставки фундаменту КТП мають нахил;
- наскрізна часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей РУ призводить до потрапляння вологи всередину шафи КТП.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 246,73 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція КТП-22 з заміною шафи КТП в смт. Велика Лепетиха, Великолепетиського району Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI, яка становить 0,2203 хв.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція КТП-22 з заміною шафи КТП на шафу “кіоскового” типу з повітряними виходами;
- будівництво контуру заземлення для КТП-10/0,4кВ №22;
- реконструкція РП-0,4 кВ КТП-10/0,4кВ №22, а саме перенесення автоматичних вимикачів типу ВА в нове РП-0,4 кВ КТП-10/0,4кВ №22;
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-1 (17м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №22(проект);
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-2 (27м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №22(проект);

- в зв'язку з заміною шафи КТП-10/0,4 №22 виконати реконструкцію лінії освітлення, а саме:

1. встановлення автоматичного вимикача в РП-0,4 кВ КТП-10/0,4кВ №22;
2. перенесення ЗКОЕ-0,22 кВ (існ.) лінії освітлення на оп.№1 Л-2 КТП-22;
3. будівництво ПЛ-0,22 від автоматичного вимикача в РП-0,4кВ до ЗКОЕ-0,22кВ лінії освітлення;

- заміна проводу ПЛ-10 кВ від оп.№4 ПЛ-10 кВ Л-323 до КТП-22.

Заміна трансформатора не передбачається, існуючий трансформатор переноситься в нову шафу.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДтп) КТП-22, що склав 27.5%.

Реалізація проекту є ефективним заходом з точки зору:

- 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, та визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}} .$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів Інвестиційної програми на 2022рік. 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 нової шафи КТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 КТП-22 аварійно вимикалась 3 раз і сумарна тривалість відключень склала 1016 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 123,04 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{1016\text{хв}}{60\text{хв}} \cdot 123,04\text{кВт} = 2084\text{кВт/год} .$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	2 084	1,4	2,918
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			2,918

2.3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$97 \cdot 200 \text{ грн} + 2 \cdot 400 \text{ грн} = 20,2 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
2.918	20.2

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
246,73	23,12	10,7

Очікуваний термін окупності складе — 10,7 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 120.89 тис. грн (без ПДВ).

7.2. Реконструкція КТП-52 з заміною шафи КТП в с. Нова Збур'ївка, Голопристанського району, Херсонської області

КТП-52 (інв№004575) потужністю 160кВА було збудовано та введено в експлуатацію у 1968 році в с.Н.Збур'ївка Голопристанського району Херсонської області. Від нього отримують електроживлення 3 юридичних абонентів та 83 споживачів приватного сектору. Конструктивна модель шафи є нестандартною та застарілою “шафа цехова”, яка розроблялась в 70 роках минулого століття та на сьогоднішній день не виготовляється виробниками. Подальша експлуатація шаф даної конструкції неможлива, адже не відповідає вимогам ПУЕ (4.2.69, 4.2.76) в

частині габариту виводів РУ-10кВ та РУ-0,4кВ та електричної безпеки шафи КТП в частині максимального зменшення доступу сторонніх осіб до електрообладнання.

Відповідно до дефектного акту від 27 квітня 2020 року №1 КТП-52 має велику кількість дефектних елементів, які призводять до аварійних відключень та пошкодження обладнання, а саме:

- відсутній ввідний рубильник в РУ-0,4кВ;
- живлення трансформатора виконано проводом в РУ-10кВ, а не збірними шинами;
- корозійне пошкодження дверей РУ-0,4кВ;
- пошкодження фундаменту через розтріскування бутового каменю;
- наскрізна часткова корозія шафи та пошкодження ущільнення дверей РУ призводить до потрапляння вологи всередину шафи КТП.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 248,63 тис. грн (без ПДВ), «Реконструкція КТП-52 з заміною шафи КТП в с.Н.Збур'ївка Голопристанського району Херсонської області», затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція КТП-10/0,4кВ №52 в частині заміни шафи КТП на шафу «кіоскового типу» з повітряними виходами;
- будівництво контуру заземлення для КТП-10/0,4кВ №52;
- реконструкція оп.№1 ПЛ-10кВ відп. на КТП-52 Ф-801 ПС-35/10кВ "Г.Пристань" в частині заміни існуючого роз'єднувача на роз'єднувач типу РЛНДз;
- перепідключення існуючих ПЛ-0,4 кВ Л-1;Л-2 до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №52, що проектується;
- реконструкція РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №52 в частині перенесення існуючого автоматичного вимикача типу ВА для Л-1 в нове РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №52;
- реконструкція РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №52 в частині заміни існуючого автоматичного вимикача для Л-2 на автоматичний вимикач типу ВА.

Заміна трансформатора не передбачається, існуючий трансформатор переноситься в нову шафу.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі», Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДтп) КТП-52, що склав 34%.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1.Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій

визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022 рік. 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 нової шафи КТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 КТП-52 аварійно вимикалась 5 разів і сумарна тривалість відключень склала 2341 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить –62,3 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$2\,341/60 \text{ хв} \cdot 62,3 \text{ кВт} = 2\,431 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	2 431	1,4	3,403
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			3,403

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$86 \cdot 200 + 3 \cdot 400 = 18,4 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
3.403	18.4

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
248,63	21,8	11,8

Очікуваний термін окупності складе — 11,8 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 121.82 тис. грн (без ПДВ).

7.3. Реконструкція КТП-35 з заміною шафи КТП в с.Іванівка, Іванівського району, Херсонської області

КТП-35 (інв№011552) потужністю 160кВА було збудовано та введено в експлуатацію у 1976 році в смт. Іванівка Іванівського району Херсонської області. Від нього отримують електроживлення 6 юридичних абонентів та 72 споживачів приватного сектору. Конструктивна модель шафи є нестандартною та застарілою “шафа цехового обліку”, яка розроблялась в 70-80 роках минулого століття та на сьогоднішній день не виготовляється виробниками. Подальша експлуатація шаф даної конструкції неможлива, адже не відповідає вимогам ПУЕ (4.2.69, 4.2.76) в частині габариту виводів РУ-10кВ та РУ-0,4кВ та електричної безпеки шафи КТП в частині максимального зменшення доступу сторонніх осіб до електрообладнання.

Відповідно до дефектного акту від 23 жовтня 2019 року №2 КТП-35 має велику кількість дефектних елементів, які призводять до аварійних відключень та пошкодження обладнання, а саме:

- корпус шафи має корозію, частково пошкоджені петлі та відсутнє ущільнення дверей, що призводить до потрапляння вологи в середину шафи;
- ошинування виконано провідником, який не відповідає існуючим струмовим навантаженням;
- малогабаритні параметри шафи внеможливіють проведення заміни або встановлення обладнання в РУ-0,4кВ, що в свою чергу призвело до встановлення нульової із зовнішньої сторони РУ-0,4кВ;
- струмопровідні частини 0,4кВ розташовані у безпосередній близькості один до одного, що підвищує ризик коротких замикань;
- автоматичні вимикачі закріплені не надійним чином та розташовані один від одного на неприпустимій відстані;
- руйнування фундаменту КТП.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 298,92 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція КТП-35 із заміною шафи КТП в смт. Іванівка Іванівського району Херсонської області”,

затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція КТП-10/0,4кВ №35 в частині заміни шафи КТП на шафу “кіоскового типу” з повітряними виходами;
- будівництво контуру заземлення для КТП-10/0,4кВ №35;
- реконструкція оп.№2п1 ПЛ-10кВ Ф-462 ПС-35/10кВ "Іванівська" в частині заміни існуючого роз'єднувача на роз'єднувач типу РЛНДз;
- перенесення головного рубильника із запобіжниками типу ПН 250А в новий РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №35;
- перенесення автоматичних вимикачів типу ВА у кількості 2 шт. Л-3-63А та Л-4-125А в новий РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №35;
- реконструкція РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №35 в частині заміни комутаційних апаратів Л-1,Л-2,Л-5 на автоматичні вимикачі типу ВА;
- заміна виходів ПЛ-0,4кВ (Л-2,Л-3,Л-4,Л-5 13,15,15,15м відповідно) від КТП-35 до оп.№1 проводом марки AsXSn.

Заміна трансформатора не передбачається, існуючий трансформатор переноситься в нову шафу.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДтп) КТП-35, що склав 30%.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1.Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}} .$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022 рік. 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 нової шафи КТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 КТП-35 аварійно вимикалась 5 разів і сумарна тривалість відключень склала 995 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить –105 кВт.
Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$995/60 \text{ хв} \cdot 105 \text{ кВт} = 1741 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	1 741	1,4	2,437
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			2,437

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$72 \cdot 200 + 6 \cdot 400 = 16,8 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
2.437	16.8

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
298,92	19,24	15,5

Очікуваний термін окупності складе — 15,5 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 146.48 тис. грн (без ПДВ).

7.4. Реконструкція КТП-582 з заміною шафи КТП в с.Чорнянка Каховського району Херсонської області

КТП-582 (інв№022842) потужністю 160 кВА було збудовано та введено в експлуатацію у 1979 році в с.Чорнянка Каховського району Херсонської області. Від нього отримують електроживлення 4 юридичних та 154 споживача приватного сектору. Корпус шафи КТП “кіоскового” типу має наскрізну корозію,

рамка приводу та роз'єднувача зруйновані корозією, відсутнє ущільнення та пошкоджені петлі дверей РУ-0,4 кВ та РУ-10 кВ.

Камера відсіку трансформатора виконана у стиснених умовах таким чином, що для проведення робіт з технічного обслуговування або заміни трансформатора необхідно його демонтувати. Відсутні шини 0,4кВ та 10 кВ (виконано проводом). Подальша експлуатація шаф даної конструкції неможлива, адже не відповідає вимогам ПУЕ (п. 4.2.69, 4.2.76) в частині габариту виводів РУ-10кВ та РУ-0,4кВ та електричної безпеки шафи КТП в частині максимального зменшення доступу сторонніх осіб до електрообладнання.

Відповідно до дефектного акту від 25 лютого 2021р №582 КТП-582 має велику кількість дефектних елементів, які призводять до аварійних відключень та пошкодження обладнання, а саме:

- автоматичні вимикачі закріплені не надійним чином та розташовані один від одного на неприпустимій відстані;
- неможливість проведення технічного обслуговування трансформатора без його демонтажа;
- зношеність застарілого електротехнічного обладнання;
- залізобетонні блоки фундаменту КТП мають нахил;
- наскрізна часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей РУ призводить до потрапляння вологи всередину шафи КТП.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 272,39 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція КТП-582 з заміною шафи КТП в с.Чорнянка Каховського району Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI, яка становить 0,0209хв.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція КТП-582 з заміною шафи КТП на шафу “кіоскового” типу з повітряними виходами;
- будівництво контуру заземлення для КТП-10/0,4кВ №582;
- перенесення існуючих автоматичних вимикачів Л-1, Л-2, Л-3 типу ВА до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №582(проект);
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-1 (10м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №582(проект);
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-2 (11м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №582(проект);
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-3 (11м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №582(проект);
- заміна існуючої оп.№5 відп. 5 Ф-133 ПЛ-10кВ відп. на КТП-582 ПС-35/10кВ “Чорнянка”;
- заміна існуючого роз'єднувача на оп.№5 відп. 5 Ф-133 ПЛ-10кВ відп. На КТП-582 ПС-35/10 кВ “Чорнянка”.

Заміна трансформатора не передбачається, існуючий трансформатор переноситься в нову шафу.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДтп) КТП-582, що склав 40%.

Реалізація проекту є ефективним заходом з точки зору:

- 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, та визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів Інвестиційної програми на 2022рік. 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 нової шафи КТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 КТП-582 аварійно вимикалась 3 рази і сумарна тривалість відключень склала 1804 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 95,29 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{1804 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 95,29 \text{ кВт} = 2865 \text{ кВт/год.}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	2 865	1,4	4,011
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			4,011

2.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання

компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$154 \cdot 200 + 4 \cdot 400 = 32,4 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
4.011	32.4

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
272,39	36,41	7,5

Очікуваний термін окупності складе — 7,5 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 133.9 тис. грн (без ПДВ).

7.5. Реконструкція КТП-478 з заміною шафи КТП в с.Чорнянка Каховського району Херсонської області

КТП-478 (інв№011133) потужністю 160 кВА було збудовано та введено в експлуатацію у 1983 році в с.Чорнянка Каховського району Херсонської області. Від нього отримують електроживлення 10 юридичних та 75 споживача приватного сектору. Фундамент є непроектним та дефектним. Корпус шафи КТП “кіоскового” типу має наскрізну корозію, рамка приводу та роз'єднувача зруйновані корозією, відсутнє ущільнення та пошкоджені петлі дверей РУ-0,4 кВ та РУ-10 кВ.

Камера відсіку трансформатора виконана у стиснених умовах таким чином, що для проведення робіт з технічного обслуговування або заміни трансформатора необхідно його демонтувати. Відсутні шини 0,4кВ та 10 кВ (виконано проводом). Подальша експлуатація шаф даної конструкції неможлива, адже не відповідає вимогам ПУЕ (п. 4.2.69, 4.2.76) в частині габариту виводів РУ-10кВ та РУ-0,4кВ та електричної безпеки шафи КТП в частині максимального зменшення доступу сторонніх осіб до електрообладнання.

Відповідно до дефектного акту від 25 лютого 2021р №478 КТП-478 має велику кількість дефектних елементів, які призводять до аварійних відключень та пошкодження обладнання, а саме:

- автоматичні вимикачі закріплені не надійним чином та розташовані один від одного на неприпустимій відстані;
- неможливість проведення технічного обслуговування трансформатора без його демонтажу;
- зношеність застарілого електротехнічного обладнання;
- залізобетонні блоки фундаменту КТП мають нахил;
- наскрізна часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей РУ призводить до потрапляння вологи всередину шафи КТП.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 306,61 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція КТП-478 з заміною шафи КТП в с.Чорнянка Каховського району Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція КТП-478 з заміною шафи КТП на шафу “кіоскового” типу з повітряними виходами;
- будівництво контуру заземлення для КТП-10/0,4кВ №478;
- реконструкція оп.№4 відг.№5 ПЛ-10 кВ Л-132 ПС-35/10 кВ “Чорнянка”, а саме демонтаж існуючого роз'єднувача та переобладнання в анкерну опору А 10-1;
- встановлення додаткової опори з роз'єднувачем РЛНДз;
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-1 (14м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №478(проект);
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-2 (14м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №478(проект);
- перепідключення існуючої КЛ-0,38 кВ Л-3 (12м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №478(проект);
- реконструкція РП-0,4 кВ КТП-10/0,4 кВ №478, а саме перенесення автоматичних вимикачів типу ВА в нове РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №478;
- реконструкція РП-0,4 кВ КТП-10/0,4 кВ №478, а саме заміна існуючих запобіжників, автоматичного вимикача для Л-2.

Заміна трансформатора не передбачається, існуючий трансформатор переноситься в нову шафу.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДтп) КТП-478, що склав 40%.

Реалізація проекту є ефективним заходом з точки зору:

- 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, та визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів Інвестиційної програми на 2022 рік. 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 нової шафи КТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 КТП-478 аварійно вимикалась 2 рази і сумарна тривалість відключень склала 1104 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 77 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{1104 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 77 \text{ кВт} = 1417 \text{ кВт/год.}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	1 417	1,4	1,984
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			1,984

2.3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$75 \cdot 200 \text{ грн} + 10 \cdot 400 \text{ грн} = 19 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
1.984	19

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
306,61	20,98	14,6

Очікуваний термін окупності складе — 14,6 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 150.24 тис. грн (без ПДВ).

7.6. Реконструкція КТП-271 з заміною шафи КТП в смт.Нижні Сірогози Нижньосірогозького району Херсонської області

КТП-271 (інв№012343) потужністю 160 кВА було збудовано та введено в експлуатацію у 1985 році в смт. Нижні Сірогози Нижньосірогозького району Херсонської області. Від нього отримують електроживлення 3 юридичних абонента та 60 споживачів приватного сектору. Конструктивна модель шафи є нестандартною “кіоскового” типу у вигляді металевго ящика, встановлена на дефектних залізобетонних приставках та має понаднормативний нахил конструкції, що загрожує падінням шафи КТП. Корпус шафи має корозію, пошкодження та відсутнє ущільнення дверей, що призводить до потрапляння вологи в середину шафи.

Ошинковка в РУ-0,4 кВ та РУ-10 кВ виконана перерізом матеріалу не відповідає струмовим навантаженням. Автоматичні вимикачі не надійно закріплені в РУ-0,4 кВ.

Камера відсіку трансформатора виконана у стиснених умовах таким чином, що для проведення робіт з технічного обслуговування або заміни трансформатора необхідно його демонтувати. Подальша експлуатація шаф даної конструкції неможлива, адже не відповідає вимогам ПУЕ (п. 4.2.69, 4.2.76) в частині габариту виводів РУ-10кВ та РУ-0,4кВ та електричної безпеки шафи КТП в частині максимального зменшення доступу сторонніх осіб до електрообладнання.

Відповідно до дефектного акту від 15 лютого 2021р №1 КТП-271 має велику кількість дефектних елементів, які призводять до аварійних відключень та пошкодження обладнання, а саме:

- автоматичні вимикачі закріплені не надійним чином та розташовані один від одного на неприпустимій відстані;
- неможливість проведення технічного обслуговування трансформатора без його демонтажа;
- зношеність застарілого електротехнічного обладнання;
- залізобетонні блоки фундаменту КТП мають нахил;
- наскрізна часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей РУ призводить до потрапляння вологи всередину шафи КТП.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було

виготовлено проект на суму 267,29 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція КТП-271 з заміною шафи КТП в смт.Нижні Сірогози Нижньосірогозького району Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI, яка становить 0,1028 хв.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція КТП-271 з заміною шафи КТП на шафу “кіоскового” типу з повітряними виходами;
- будівництво контуру заземлення для КТП-10/0,4кВ №271;
- заміна оп.№37 ПЛ-10 кВ Л-426 ПС-35/10 кВ “Н.Сірогози”на проміжну опору П10-2 з роз’єднувачем ПР-1;
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-1 (15м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №271(проект) виконати проект. AsXSn-4x50;
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-2 (16м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №271(проект) виконати проект. AsXSn-4x50;
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-3 (8м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №271(проект) виконати проект. AsXSn-4x50;
- реконструкція РП-0,4 кВ КТП-10/0,4 кВ №271, а саме перенесення автоматичних вимикачів типу ВА в нове РП-0,4 кВ КТП-10/0,4 кВ №271.

Заміна трансформатора не передбачається, існуючий трансформатор переноситься в нову шафу.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДтп) КТП-271, що склав 27.5%.

Реалізація проекту є ефективним заходом з точки зору:

- 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, та визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}} .$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів Інвестиційної програми на 2022рік. 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 нової шафи КТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 КТП-275 аварійно вимикалась 2 рази і сумарна тривалість відключень склала 1804 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 34,36 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{1804 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 34,36 \text{ кВт} = 1033 \text{ кВт/год.}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн (без ПДВ)
Невідпуск електроенергії	1 033	1,4	1,446
Всього за невідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			1,446

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$60 \cdot 200 + 3 \cdot 400 = 13,2 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
1.446	13.2

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
267,29	14,65	18,3

Очікуваний термін окупності складе — 18,3 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 131.29 тис. грн (без ПДВ).

7.7. Реконструкція КТП-5 з заміною шафи КТП в смт. Нововоронцовка Нововоронцовського району Херсонської області

КТП-5 (інв.№005377) потужністю 250 кВА було збудовано та введено в експлуатацію у 1980 році в смт. Нововоронцовка Нововоронцовського району Херсонської області. Від нього отримують електроживлення 5 юридичних та 120 споживачів приватного сектору. Конструктивна модель шафи є нестандартною “кіоскового” типу у вигляді металевого ящика, встановлена на дефектних залізобетонних приставках та має понаднормативний нахил конструкції, що загрожує падінням шафи КТП. Корпус шафи має корозію, пошкоджене та відсутнє ущільнення дверей, що призводить до потрапляння вологи в середину шафи.

Ошинковка в РУ-0,4 кВ та РУ-10 кВ виконана перерізом матеріалу, який не відповідає струмовим навантаженням. Автоматичні вимикачі не надійно закріплені в РУ-0,4 кВ.

Камера відсіку трансформатора виконана у стиснених умовах таким чином, що для проведення робіт з технічного обслуговування або заміни трансформатора необхідно його демонтувати. Подальша експлуатація шаф даної конструкції неможлива, адже не відповідає вимогам ПУЕ (п. 4.2.69, 4.2.76) в частині габариту виводів РУ-10кВ та РУ-0,4кВ та електричної безпеки шафи КТП в частині максимального зменшення доступу сторонніх осіб до електрообладнання.

Відповідно до дефектного акту від 3 жовтня 2019р №1 КТП-5 має велику кількість дефектних елементів, які призводять до аварійних відключень та пошкодження обладнання, а саме:

- автоматичні вимикачі закріплені не надійним чином та розташовані один від одного на неприпустимій відстані;
- неможливість проведення технічного обслуговування трансформатора без його демонтажа;
- зношеність застарілого електротехнічного обладнання;
- залізобетонні блоки фундаменту КТП мають нахил;
- наскрізна часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей РУ призводить до потрапляння вологи всередину шафи КТП.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 342,13 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція КТП-5 з заміною шафи КТП в смт. Нововоронцовка Нововоронцовського району Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI, яка становить 0,002 хв.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція КТП-5 з заміною шафи КТП на шафу “кіоскового” типу з повітряними виходами;

- будівництво контуру заземлення для КТП-10/0,4кВ №5;
- реконструкція РП-0,4 кВ КТП-10/0,4 кВ №5, а саме перенесення автоматичних вимикачів типу ВА в новий РП-0,4 кВ КТП-10/0,4 кВ №5, з заміною автоматичних вимикачів Л-3 та Л-4 на автоматичні вимикачі ВА 59-35;
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-1 (16м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №5(проект);
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-2 (15м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №5(проект);
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-3 (16м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №5(проект);
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-4 (16м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №5(проект);
- заміна проводу ПЛ-10 кВ від оп.№55 ПЛ-10 кВ Л-1601 КТП-5 (33м);
- встановлення роз'єднувача типу РЛНДз на оп.№56 ПЛ-10 кВ Л-1601;
- демонтаж існуючого роз'єднувача на оп.№55 ПЛ-10 кВ Л-1601.

Заміна трансформатора не передбачається, існуючий трансформатор переноситься в нову шафу.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДтп) КТП-5, що склав 27.5%.

Реалізація проекту є ефективним заходом з точки зору:

- 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, та визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}} .$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів Інвестиційної програми на 2022 рік. 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 нової шафи КТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з

01.01.2020 по 01.01.2021 КТП-5 аварійно вимикалась 3 рази і сумарна тривалість відключень склала 850 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 147,43 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{850 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 147,43 \text{ кВт} = 2089 \text{ кВт/год.}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн (без ПДВ)
Невідпуск електроенергії	2 089	1,4	2,924
Всього за невідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			2,924

2.3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$120 \cdot 200 \text{ грн} + 5 \cdot 400 = 26 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
2.924	26

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
342,13	28,92	11,8

Очікуваний термін окупності складе — 11,8 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 167.65 тис. грн (без ПДВ).

7.8. Реконструкція КТП-194 з заміною шафи КТП в с. Любимівка Нововоронцовського району Херсонської області

КТП-194 (інв№005250) потужністю 100кВА було збудовано та введено в експлуатацію у 1975 році в с. Любимівка Нововоронцовського району Херсонської області. Від нього отримують електроживлення 1 юридичний та 63 споживача приватного сектору. Конструктивна модель шафи є нестандартною “кіоскового” типу у вигляді металевого ящика, встановлена на дефектному цегляному фундаменті. Корпус шафи має наскрізну корозію, відсутня нульова шина, відсутній головний рубильник, пошкоджені петлі дверей РУ-0,4кВ та РУ-10кВ, пошкоджене та відсутнє ущільнення дверей, що призводить до потрапляння вологи в середину шафи. Подальша експлуатація шаф даної конструкції неможлива, адже не відповідає вимогам ПУЕ (п. 4.1.18, 4.2.69, 4.2.76) в частині габариту виводів РУ-10кВ та РУ-0,4кВ та електричної безпеки шафи КТП в частині максимального зменшення доступу сторонніх осіб до електрообладнання.

Відповідно до дефектного акту від 3 жовтня 2019р №3 КТП-194 має велику кількість дефектних елементів, які призводять до аварійних відключень та пошкодження обладнання, а саме:

- автоматичні вимикачі закріплені не надійним чином та розташовані один від одного на неприпустимій відстані;
- ошикування виконано провідником, який не відповідає існуючим струмовим навантаженням;
- пошкодження петель дверей РУ-0,4кВ;
- малогабаритні розміри шафи та неможливість проведення ремонту (заміни або встановлення) додаткового обладнання в РУ-0,4кВ;
- наскрізна часткова корозія шафи та пошкодження ущільнення дверей РУ призводить до потрапляння вологи всередину шафи КТП.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 305,42 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція КТП-194 з заміною шафи КТП в с. Любимівка Нововоронцовського району Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція КТП-194 з заміною шафи КТП на шафу “кіоскового” типу з повітряними виходами;
- будівництво контуру заземлення для КТП-10/0,4кВ №194;
- реконструкція РП-0,4 кВ КТП-10/0,4 кВ №194, а саме заміна існуючих автоматичних вимикачів на автоматичні вимикачі ВА 59-35;
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-1 (16м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №194(проект);
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-2 (41м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №194(проект);
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-3 (16м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №194(проект);

- заміна проводу ПЛ-10 кВ від оп.№49 ПЛ-10 кВ Л-1691 КТП-194 (9м);
- заміна існуючої оп.№49 ПЛ-10 кВ Л-1691 з роз'єднувачем.

Заміна трансформатора не передбачається, існуючий трансформатор переноситься в нову шафу.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДтп) КТП-194, що склав 29%.

Реалізація проекту є ефективним заходом з точки зору:

- 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, та визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів Інвестиційної програми на 2022рік. 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 нової шафи КТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 КТП-194 аварійно вимикалась 2 раз і тривалість відключення склала 755 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 50,94 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{755 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 50,94 \text{ кВт} = 641 \text{ кВт/год.}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	641	1,4	0,897
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			0,897

2.3 Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$63 \cdot 200 \text{ грн} + 1 \cdot 400 \text{ грн} = 13 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
3.403	18.4

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
305,42	13,90	22

Очікуваний термін окупності складе — 22 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 149.66 тис. грн (без ПДВ).

7.9. Реконструкція КТП-215 з заміною шафи КТП в смт. Новотроїцьке Новотроїцького району Херсонської області

КТП-215 (інв№013039) потужністю 250 кВА було збудовано та введено в експлуатацію у 1960 році в смт. Новотроїцьке Новотроїцького району Херсонської області. Від нього отримують електроживлення 5 юридичних та 114 споживачів приватного сектору. Фундамент є непроєктним та дефектним. Корпус шафи КТП “кіоскового” типу має наскрізну корозію, рамка приводу та роз'єднувача зруйновані корозією, відсутнє ущільнення та пошкоджені петлі дверей РУ-0,4 кВ та РУ-10 кВ, що призводить до потрапляння вологи всередину шафи.

Камера відсіку трансформатора виконана у стиснених умовах таким чином, що для проведення робіт з технічного обслуговування або заміни трансформатора необхідно його демонтувати. Подальша експлуатація шафи даної конструкції неможлива, адже не відповідає вимогам ПУЕ (п. 4.2.69, 4.2.76) в частині габариту

выводів РУ-10кВ та РУ-0,4кВ та електричної безпеки шафи КТП в частині максимального зменшення доступу сторонніх осіб до електрообладнання.

Відповідно до дефектного акту від 12 лютого 2021р №1 КТП-215 має велику кількість дефектних елементів, які призводять до аварійних відключень та пошкодження обладнання, а саме:

- автоматичні вимикачі закріплені не надійним чином та розташовані один від одного на неприпустимій відстані;
- неможливість проведення технічного обслуговування трансформатора без його демонтажа;
- зношеність застарілого електротехнічного обладнання;
- залізобетонні блоки фундаменту КТП мають нахил;
- наскрізна часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей РУ призводить до потрапляння вологи всередину шафи КТП.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 345,91 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція КТП-215 з заміною шафи КТП в смт. Новотроїцьке Новотроїцького району Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція КТП-215 з заміною шафи КТП на шафу “кіоскового” типу з повітряними виходами;
- будівництво нового контуру заземлення для КТП-10/0,4кВ №215;
- силовий трансформатор використати існуючий;
- заміна дефектного роз'єднувача на роз'єднувач типу РЛНДз разом із шлейфами по 10 кВ від РЛНДз до прохідних ізоляторів КТП-10/0,4 кВ №215;
- в РП-0,4 кВ встановлення ввідного рубильника з запобіжниками, встановлення обладнання захисту від перенапруг зі сторони 0,4 кВ, заміна комутаційних апаратів на автоматичні вимикачі типу АВ;
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-1 (12м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №215;
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-2 (23м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №215;
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-3 (9м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №215;
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-4 (9м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №215.

Заміна трансформатора не передбачається, існуючий трансформатор переноситься в нову шафу.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДтп) КТП-215, що склав 27.5%.

Реалізація проекту є ефективним заходом з точки зору:

- 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, та визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}} .$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів Інвестиційної програми на 2022рік. 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 нової шафи КТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 КТП-215 аварійно вимикалась 1 раз і тривалість відключення склала 930 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 243 кВт. Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{930 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 243 \text{ кВт} = 3,767 \text{ кВт/год.}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	3 767	1,4	5,274
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			5,274

2.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$114 \cdot 200 \text{ грн} + 5 \cdot 400 \text{ грн} = 24,8 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
5.274	24.8

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
345,91	30,07	11,5

Очікуваний термін окупності складе — 11,5 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 169.5 тис. грн (без ПДВ).

7.10. Реконструкція КТП-206 з заміною шафи КТП в с.Подокалинівка Олешківського району Херсонської області

КТП-206 (інв№006697) потужністю 250 кВА було збудовано та введено в експлуатацію у 1967 році в смт. Новотроїцьке Новотроїцького району Херсонської області. Від нього отримують електроживлення 2 юридичних та 77 споживачів приватного сектору.

Шафа КТП “кіоскового” типу розміщена на вапнякових блоках, які є дефектними. В корпусі КТП наскрізна корозія. Виходи 0,4 кВ виходять з РУ-0,4 кВ через прорізани отвори в стінках шафи. Відсутній захисний кожух силового трансформатора. Відсутні захисні коробки на виходах 0,4 кВ. Відсутнє вільне місце для встановлення додаткових комутаційних апаратів. Відсутній захист силового трансформатора від перевантаження (АВ-0,4 кВ 1Т). Відсутній ввідний рубильник 0,4 кВ 1Т.

Відповідно до дефектного акту від 07 грудня 2020р КТП-206 має велику кількість дефектних елементів, які призводять до аварійних відключень та пошкодження обладнання, а саме:

- автоматичні вимикачі закріплені не надійним чином та розташовані один від одного на неприпустимій відстані;
- неможливість проведення технічного обслуговування трансформатора без його демонтажа;
- зношеність застарілого електротехнічного обладнання;
- залізобетонні блоки фундаменту КТП мають нахил;

- наскрізна часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей РУ призводить до потрапляння вологи всередину шафи КТП.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 294,89 тис. грн (без ПДВ), «Реконструкція КТП-206 з заміною шафи КТП в с.Подокалинівка Олешківського району Херсонської області», затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI, яке становить 0,0196 хв.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція КТП-206 з заміною шафи КТП на шафу «кіоскового» типу з повітряними виходами;

- будівництво контуру заземлення для КТП-10/0,4кВ №206;

- реконструкція оп.№52 відг.№1 ПЛ-10 кВ Ф-1931 ПС-35/10 «Подокалинівка», а саме заміна існуючого роз'єднувача на роз'єднувач типу РЛНДз;

- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-1 (5м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №206(проект);

- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-2 (4м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №206(проект);

- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-3 (4м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №206(проект);

- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-4 (4м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №206(проект);

- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-5 (4м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №206(проект);

- реконструкція РП-0,4 кВ КТП-10/0,4 кВ №206, а саме перенесення автоматичних вимикачів для Л-4, Л-5 типу ВА в нове РП-0,4 кВ КТП-10/0,4 кВ №206 та заміна існуючих ввідних комутаційних апаратів для Л-1, Л-2 та Л-3.

Заміна трансформатора не передбачається, існуючий трансформатор переноситься в нову шафу.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі», Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДтп) КТП-206, що склав 49%.

Реалізація проекту є ефективним заходом з точки зору:

- 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, та визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів Інвестиційної програми на 2022 рік. 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 нової шафи КТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 КТП-206 аварійно вимикалась 1 раз і тривалість відключення складала 1484 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 297 кВт. Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{1484 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 297 \text{ кВт} = 7,346 \text{ кВт/год.}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	7 346	1,4	10,284
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			10,284

2.3 зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$77 \cdot 200 \text{ грн} + 2 \cdot 400 \text{ грн} = 15,4 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
10.284	15.4

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
294,89	26,48	11,1

Очікуваний термін окупності складе — 11,1 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 144.5 тис. грн (без ПДВ).

7.11. Реконструкція КТП-675 з заміною шафи КТП в м.Херсон

КТП-675 (інв№017979) потужністю 250 кВА було збудовано та введено в експлуатацію у 2015 році в м. Херсоні. Від нього отримують електроживлення 1 юридичний та 183 споживача приватного сектору.

Шафа КТП “кіоскового” типу має навскрізну корозію корпусу, відсутня нульова шина, пошкодження петлі дверей РУ-0,4 кВ. Відсутнє ущільнення дверей РУ-0,4 кВ та РУ-10 кВ, що призводить до потрапляння опадів в середину шафи вологи.

Відповідно до дефектного акту від 01 грудня 2019р КТП-675 має велику кількість дефектних елементів, які призводять до аварійних відключень та пошкодження обладнання, а саме:

- автоматичні вимикачі закріплені не надійним чином та розташовані один від одного на неприпустимій відстані;
- неможливість проведення технічного обслуговування трансформатора без його демонтажа;
- зношеність застарілого електротехнічного обладнання;
- залізобетонні блоки фундаменту КТП мають нахил;
- наскрізна часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей РУ призводить до потрапляння вологи всередину шафи КТП.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 391,98 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція КТП-675 з заміною шафи КТП в м.Херсон”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція КТП-675 з заміною шафи КТП на шафу “кіоскового” типу з повітряними виходами;
- будівництво контуру заземлення для КТП-10/0,4кВ №675;
- реконструкція РП-0,4 кВ КТП-10/0,4 кВ №675, а саме перенесення автоматичних вимикачів типу ВА в новий РП-0,4 кВ КТП-10/0,4 кВ №675, з

заміною автоматичних вимикачів Л-1, Л-2, Л-4 та Л-5 на автоматичні вимикачі ВА 59-35;

- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-1 (5м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №675(проект);

- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-2 (5м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №675(проект);

- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-3 (5м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №675(проект);

- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-4 (5м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №675(проект);

- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-5 (5м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №675(проект);

- заміна опори №6 ПЛ-10 кВ Л-4041 відп.1;

- встановлення роз'єднувача типу РЛНДз на оп.№6 ПЛ-10 кВ Л-4014 відп.1;

- заміна КЛ-10 кВ (існ.) від оп.№6 ПЛ-10 кВ Л-4041 відп.1 до КТП на КЛ-10 кВ АСБ2л 3х50.

Заміна трансформатора не передбачається, існуючий трансформатор переноситься в нову шафу.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДтп) КТП-675, що склав 30%.

Реалізація проекту є ефективним заходом з точки зору:

- 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, та визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}} .$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів Інвестиційної програми на 2022рік. 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 нової шафи КТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з

01.01.2020 по 01.01.2021 КТП-675 аварійно вимикалась 4 рази і тривалість відключення склала 232 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 117 кВт. Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{232 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 117 \text{ кВт} = 452,4 \text{ кВт/год.}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	452,4	1,4	0,633
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			0,633

2.3 Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$183 \cdot 200 \text{ грн} + 1 \cdot 400 \text{ грн} = 37 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
0.633	37

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
391,98	37,63	10,4

Очікуваний термін окупності складе — 10,4 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 192.94 тис. грн (без ПДВ).

7.12. Реконструкція КТП-354 з заміною шафи КТП в м.Херсон

КТП-354 (інв.№018091) потужністю 400кВА було збудовано та введено в експлуатацію у 1971 році в м.Херсон. Від нього отримують електроживлення 4 юридичних абонентів, з яких 2 бюджетні установи (школа) та 25 споживачів приватного сектору. Конструктивна модель шафи є нестандартною у вигляді металевих ящика “шафа цехового обліку” та встановлюється в закритих приміщеннях, а саме у початковому стані вона була розроблена живлення кабельними вводами зі сторони РП-10кВ та РП-0,4кВ, але у подальшому була виконана переобладнання КТП в частині зміни кабельних вводів на повітряні. Камера відсіку трансформатора виконана у стиснених умовах таким чином, що для проведення робіт з технічного обслуговування трансформатора необхідно його демонтувати. Подальша експлуатація шаф даної конструкції неможлива, адже не відповідає вимогам ПУЕ (4.2.69, 4.2.76) в частині габариту виводів РУ-10кВ та РУ-0,4кВ та електричної безпеки шафи КТП в частині максимального зменшення доступу сторонніх осіб до електрообладнання.

Відповідно до дефектного акту від 01 грудня 2019 року №1 КТП-354 має велику кількість дефектних елементів, які призводять до аварійних відключень та пошкодження обладнання, а саме:

- корпус шафи має наскрізну корозію та прогнивання навісів дверей РП;
- пошкодження ущільнення дверей РУ призводить до потрапляння вологи всередину шафи КТП.
- відсутній ввідний рубильник в РУ-0,4кВ;
- неможливість проведення технічного обслуговування трансформатора без його демонтажу;

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 301,13 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція КТП-354 із заміною шафи КТП в м.Херсон”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція КТП-6/0,4кВ №354 в частині заміни шафи КТП на шафу “кіоскового типу” з кабельним вводом ВН та 5-ма кабельними виходами НН;
- будівництво контуру заземлення для КТП-6/0,4кВ №354;
- перепідключення існуючих КЛ-0,4кВ Л-1;Л-2;Л-4 КТП-6/0,4кВ №354 та ПЛ-0,4кВ Л-5 КТП-6/0,4кВ №354 до РП-0,4кВ КТП-6/0,4кВ №354;
- реконструкція РП-0,4кВ КТП-6/0,4кВ №354 в частині встановлення автоматичних вимикачів типу ВА в нове РП-0,4кВ КТП-6/0,4кВ №354.

Заміна трансформатора не передбачається, існуючий трансформатор переноситься в нову шафу.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями

електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДтп) КТП-354, що склав 39%.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022 рік. 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 нової шафи КТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 КТП-354 аварійно вимикалась 1 раз і сумарна тривалість відключень склала 1067хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить –49кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$1067/60\text{хв} \cdot 49\text{кВт} = 872 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	872	1.4	1.221
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			1.221

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$25 \cdot 200 \text{ грн} + 4 \cdot 400 \text{ грн} = 6,6 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
1.221	6.6

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
301,13	7,82	38,5

Очікуваний термін окупності складе — 38.5 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 147.55 тис. грн (без ПДВ).

7.13. Реконструкція КТП-12 з заміною шафи КТП в смт. Чаплинка Чаплинського району Херсонської області

КТП-12 (інв№013890) потужністю 100 кВА було збудовано та введено в експлуатацію у 1986 році в смт. Новотроїцьке Новотроїцького району Херсонської області. Від нього отримують електроживлення 88 споживачів приватного сектору.

Шафа КТП “кіоскового” типу має наскрізну корозію корпусу, пошкоджені петлі дверей РУ-0,4 кВ та має відсутнє ущільнення РУ-0,4 кВ, що призводить до потрапляння опадів в середину шафи. В РУ-0,4 кВ відсутні отвори під вихідний кабель та пошкоджені прохідні ізолятори ШУ-10 кВ по фазі А, В, С.

Відповідно до дефектного акту від 27 листопада 2020р КТП-12 має велику кількість дефектних елементів, які призводять до аварійних відключень та пошкодження обладнання, а саме:

- автоматичні вимикачі закріплені не надійним чином та розташовані один від одного на неприпустимій відстані;
- неможливість проведення технічного обслуговування трансформатора без його демонтажа;
- зношеність застарілого електротехнічного обладнання;
- залізобетонні блоки фундаменту КТП мають нахил;
- наскрізна часткова корозія та пошкодження ущільнення дверей РУ призводить до потрапляння вологи всередину шафи КТП.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 354,38 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція КТП-12 з заміною шафи КТП в смт. Чаплинка Чаплинського району Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням

Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI, яке становить 0,003 хв.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція КТП-12 з заміною шафи КТП на шафу “кіоскового” типу з повітряними виходами;
- будівництво контуру заземлення для КТП-10/0,4кВ №12;
- перенесення існуючого автоматичного вимикача Л-5 до РП-0,4 кВ КТП-10/0,4 №12(проект);
- реконструкція Рп-0,4 кВ КТП-10/0,4 кВ №12, а саме заміна існуючих автоматичних вимикачів для Л-1, Л-2, Л-3 та Л-4;
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-1 (19м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №12(проект);
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-2 (19м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №12(проект);
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-3 (19м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №12(проект);
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-4 (19м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №12(проект);
- перепідключення існуючої ПЛ-0,38 кВ Л-5 (14м) до РП-0,4кВ КТП-10/0,4кВ №12(проект);
- заміна існуючої оп.№48 Ф-743 ПЛ-10кВ ПС-35/10 кВ “Чаплинка”;
- заміна існуючого роз'єднувача на оп.№48 Ф-743 ПЛ-743 ПЛ-10кВ ПС-35/10 кВ “Чаплинка” на роз'єднувач типу РЛНДз.

Заміна трансформатора не передбачається, існуючий трансформатор переноситься в нову шафу.

Разом із тим, керуючись нормативним документом СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 “Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі”, Товариством було визначено значення коефіцієнту дефектності (КДтп) КТП-12, що склав 29%.

Реалізація проекту є ефективним заходом з точки зору:

- 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, та визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів Інвестиційної програми на 2022рік. 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 нової шафи КТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 КТП-12 аварійно вимикалась 1 раз і тривалість відключення склала 1369 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 73,43 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{1369 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 73,43 \text{ кВт} = 1675 \text{ кВт/год.}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	1 675	1,4	2,345
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			2,345

2.3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$88 \cdot 200 \text{ грн} = 17,6 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
2.345	17.6

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
354,38	19,945	17.8

Очікуваний термін окупності складе — 20,1 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 173.65 тис. грн (без ПДВ).

8. Заміна силових трансформаторів

№ п/п	Диспетчерське найменування ТП	Клас напруги трансформатору, кВ	Встановлена на даний час потужність трансформатору, кВА	Рік вводу в експлуатацію (термін експлуатації в роках)	Рік експлуатації КТП, тип, номінал КТП	Дата Акта замірів	Навантаження відповідно до Акта замірів, А	Завантаження трансформатора, %	Необхідно замінити на трансформатор з потужністю, кВА	Завантаження трансформатора, після заміни	Примітки
											1.обґрунтування вибору трансформаторів;
											2. вказати коли буде замінена відповідна КТП або коли була замінена ;
3. Куди буде застосований демонтований трансформатор											
8.1	КТП-74	10/0,4 кВА	160 кВА	1970(51)	1970рік ТМ-160/10/0,4	19.12.18	82.67	35.63	160кВА	35.63	1. Згідно даних протоколу виміру ізоляції обмоток, має не задовільний технічний стан. 2. Не потребує заміни. 3. Розгляд комісії (ремонт, списання).
8.2	КТП-188	10/0,4 кВА	160 кВА	1973(48)	1973рік ТМ-160/10/0,4	19.06.19	29	12.5	160кВА	12.5	1. Згідно даних протоколу виміру ізоляції обмоток, має не задовільний технічний стан. 2. Не потребує заміни. 3. Розгляд комісії (ремонт, списання).
3.3	КТП-846	10/0,4 кВА	250 кВА	1986(35)	1986рік ТМ-250/10/0,4	16.12.20	176	48.9	250кВА	48.9	1. Згідно даних протоколу виміру ізоляції обмоток, має не задовільний технічний стан. 2. Не потребує заміни. 3. Розгляд комісії (ремонт, списання).
8.4	КТП-697	10/0,4 кВА	100 кВА	1964(57)	1964рік	19.12.19	101	65	100кВА	65	1. Згідно даних протоколу

					ТМ-100/10/0,4						виміру ізоляції обмоток, має не задовільний технічний стан. 2. Не потребує заміни. 3. Розгляд комісії (ремонт, списання).
8.5	КТП-47	10/0,4 кВА	63кВА	2012(12)	2012 рік ТМ-63/10/0,4	18.12.19	19.33	20.6	63кВА	20.6	1. Згідно даних протоколу виміру ізоляції обмоток, має не задовільний технічний стан. 2. Не потребує заміни. 3. Розгляд комісії (ремонт, списання).
8.6	КТП-47	10/0,4 кВА	250кВА	2021(0)	2021 рік ТМ-250/10/0,4	18.02.19	65	16.4	250кВА	16.4	1. Згідно даних протоколу виміру ізоляції обмоток, має не задовільний технічний стан. 2. Не потребує заміни. 3. Розгляд комісії (ремонт, списання).
8.7	ЗТП-35	6/0,4 кВА	400кВА	1971(50)	1971 рік ТМ-400/6/0,4	19.12.18	100.66	18	400кВА	18	1. Згідно даних протоколу виміру ізоляції обмоток, має не задовільний технічний стан. 2. Не потребує заміни. 3. Розгляд комісії (ремонт, списання).
8.8	ЗТП-43	10/0,4 кВА	400кВА	2016(5)	2016 рік ТМ-400/10/0,4	18.11.20	369.33	63.5	400кВА	63.5	1. Згідно даних протоколу виміру ізоляції обмоток, має не задовільний технічний стан. 2. Не потребує заміни. 3. Розгляд комісії (ремонт, списання).

8.9	ЗТП-95	10/0,4 кВА	630кВА	2010(10)	2010 рік ТМ-630/10/0,4	16.12.20	326	34.6	630кВА	34.6	1. Згідно даних протоколу виміру ізоляції обмоток, має не задовільний технічний стан. 2. Не потребує заміни. 3. Направлено до ремонту.
8.10	ЗТП-58	10/0,4 кВА	630кВА	2013(8)	2010 рік ТМ-630/10/0,4	19.12.18	195.66	21.2	630кВА	21.2	1. Згідно даних протоколу виміру ізоляції обмоток, має не задовільний технічний стан. 2. Не потребує заміни. 3. Розгляд комісії (ремонт, списання).
8.11	КТП-215	10/0,4 кВА	250кВА	1999(17)	1999 рік ТМ-250/10/0,4	18.02.21	230	60.62	250кВА	60.62	1. Згідно даних протоколу виміру ізоляції обмоток, має не задовільний технічний стан. 2. Не потребує заміни. 3. Розгляд комісії (ремонт, списання).
8.12	КТП-218	10/0,4 кВА	100 кВА	1983(38)	1983 рік ТМ-100/10/0,4	19.12.18	146	1.4	100кВА	1.4	1. Згідно даних протоколу виміру ізоляції обмоток, має не задовільний технічний стан. 2. Не потребує заміни. 3. Розгляд комісії (ремонт, списання).
8.13	КТП-628	10/0.4 кВА	160 кВА	19.03.1981(40)	1983 рік ТМ-160/10/0,4	19.12.18	85	38.12	160кВА	38.12	1. Згідно даних протоколу виміру ізоляції обмоток, має не задовільний технічний стан. 2. Не потребує заміни. 3. Розгляд комісії (ремонт, списання).

8.14	КТП-42	10/0,4 кВА	160 кВА	30.04.21(0)	2021 рік ТМ-160/10/0,4	16.12.20	89.33	0.4	160кВА	0.4	1. Згідно даних протоколу виміру ізоляції обмоток, має не задовільний технічний стан. 2. Не потребує заміни. 3. Розгляд комісії (ремонт, списання).
8.15	КТП-429	10/0,4 кВА	250 кВА	29.04.04(17)	2004 рік ТМ-250/10/0,4	16.06.21	150.33	42.4	250кВА	42.4	1. Згідно даних протоколу виміру ізоляції обмоток, має не задовільний технічний стан. 2. Не потребує заміни. 3. Розгляд комісії (ремонт, списання).
8.16	КТП-297	10/0,4 кВА	250 кВА	9.09.2009(12)	2009 рік ТМ-250/10/0,4	12.06.21	164	43.6	250кВА	43.6	1. Згідно даних протоколу виміру ізоляції обмоток, має не задовільний технічний стан. 2. Не потребує заміни. 3. Розгляд комісії (ремонт, списання).
8.17	КТП-265	10/0,4 кВА	400кВА	21.09.2007(14)	2007 рік ТМ-250/10/0,4	18.12.19	483	72.75	250кВА	72.75	1. Згідно даних протоколу виміру ізоляції обмоток, має не задовільний технічний стан. 2. Не потребує заміни. 3. Розгляд комісії (ремонт, списання).
8.18	ЗТП-815	6/0,4 кВА	630кВА	16.07.20(1)	2020 рік ТМ-630/10/0,4	16.12.20	291	30.95	630кВА	30.95	1. Згідно даних протоколу виміру ізоляції обмоток, має не задовільний технічний стан. 2. Не потребує заміни. 3. Розгляд комісії (ремонт, списання).

8.19	ЗТП-9	6/0,4 кВА	630кВА	27.04.15(6)	2015 рік ТМ-630/10/0,4	15.01.19	337	33.17	630кВА	33.17	<p>1. Згідно даних протоколу виміру ізоляції обмоток, має не задовільний технічний стан.</p> <p>2. Не потребує заміни.</p> <p>3. Розгляд комісії (ремонт, списання).</p>
8.20	КТП-113	10/0,4 кВА	100 кВА	30.03.05(16)	2005 рік ТМ-100/10/0,4	17.06.20	42	27	100кВА	27	<p>1. Згідно даних протоколу виміру ізоляції обмоток, має не задовільний технічний стан.</p> <p>2. Не потребує заміни.</p> <p>3. Розгляд комісії (ремонт, списання).</p>

8.1. Реконструкція КТП-74 з заміною силового трансформатора, смт. Велика Лепетиха, Великолепетиського району, Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми на 2022 рік планується реконструювати КТП-74 (інв.№007696) в смт. Велика Лепетиха, Великолепетиського району, Херсонської області, а саме: замінити силовий трансформатор ТМ-160/10/0,4 на трансформатор типу ТМГСУ з симетруючим пристроєм для зменшення втрат електроенергії.

Від нього отримують електроживлення 1 юридичний та 125 споживачів приватного сектору. Протокол виміру додається. Трансформатор 1968 року випуску. При виконанні вимірювань опору ізоляції обмоток низької напруги постійним струмом, виявлено не відповідність показника міжфазної різниці вимогам НТД, та виявлено занижений опір ізоляції обмоток.

Кількість проведених капітальних ремонтів та технічних обслуговувань на КТП-74 за весь період експлуатації складає 7 та 19 шт. відповідно. Останній комплексний капітальний ремонт та технічне обслуговування даного КТП проводилося у 2020 році.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 165,66 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція КТП-74 з заміною силового трансформатора, смт. Велика Лепетиха, Великолепетиського району, Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючого трансформатора типу ТМ-160/10/0,4 на трансформатор типу ТМГСУ-160/10/0,4 в КТП-10/0,4кВ №74.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Зменшення витрат на експлуатацію трансформатора через меншу потребу в обслуговуванні (заміна масла тощо);
2. Зменшення втрат за рахунок компенсація перекошу фаз на обмотках НН;
3. Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}} .$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення нових силових трансформаторів дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень витрати часу на заміну пошкодженого силового трансформатора в середньому складають 8 годин.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$8 \text{ год} \cdot 160 \text{ кВА} \cdot 0,92 = 1177,6 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	1177,6	1,4	1,649
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			1,649

2.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$125 \cdot 200 + 1 \cdot 400 = 25,4 \text{ тис.грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
1.649	25.4

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
165,66	27,05	6,1

Очікуваний термін окупності складе — 6,1 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 77.92 тис. грн (без ПДВ).

8.2. Реконструкція КТП-188 з заміною силового трансформатора, с. Кочубеївка Високопільського району Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми на 2022 рік планується реконструювати КТП-188 (інв.№003848) в с. Кочубеївка Високопільського району, а саме: замінити силовий трансформатор ТМ-160/10/0,4 на трансформатор типу ТМГСУ з симетруючим пристроєм для зменшення втрат електроенергії.

Від нього отримують електроживлення 5 юридичних та 120 споживачів приватного сектору. Протокол виміру додається. Трансформатор 1970 року випуску. При виконанні вимірювань опору ізоляції обмоток низької напруги постійним струмом, виявлено не відповідність показника міжфазної різниці (38%) вимогам НТД.

Кількість проведених капітальних ремонтів та технічних обслуговувань на КТП-188 за весь період експлуатації складає 7 та 21 шт. відповідно. Останній комплексний капітальний ремонт та технічне обслуговування даного КТП проводилося у 2020 році.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 151,71 тис. грн (без ПДВ), "Реконструкція КТП-188 з заміною силового трансформатора, с. Кочубеївка Високопільського району Херсонської області", затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючого трансформатора типу ТМ-160/10/0,4кВ на трансформатор типу ТМГСУ-160/10/0,4кВ в КТП 10/0,4кВ №188.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Зменшення витрат на експлуатацію трансформатора через меншу потребу в обслуговуванні (заміна масла тощо);
2. Зменшення втрат за рахунок компенсація перекосу фаз на обмотках НН;
3. Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}} .$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення нових силових трансформаторів дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень витрати часу на заміну пошкодженого силового трансформатора в середньому складають 8 годин.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$8 \text{ год} \cdot 160 \text{ кВА} \cdot 0,92 = 1177,6 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	1177,6	1,4	1,649
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			1,649

2.3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$40 \cdot 200 + 5 \cdot 400 = 10 \text{ тис.грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
1.649	10

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
151,71	11,65	13

Очікуваний термін окупності складе — 13 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 77.38 тис. грн (без ПДВ).

8.3. Реконструкція КТП-846 з заміною силового трансформатора, с. Азовське (Фрунзе) Генічеського району, Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми на 2022 рік планується реконструювати КТП-846 (інв.№009073) в с. Азовське (Фрунзе) Генічеського району, Херсонської області, а саме: замінити силовий трансформатор ТМ-250/10/0,4 на трансформатор типу ТМГСу з симетруючим пристроєм для зменшення втрат електроенергії.

Від нього отримують електроживлення 5 юридичних та 99 споживачів приватного сектору. Протокол виміру додається. Трансформатор 1987 року випуску. При виконанні вимірювань опору ізоляції обмоток високої та низької

напруги постійним струмом, виявлено не відповідність показника міжфазної різниці (ВН-2,8%; НН-4,8%) вимогам НТД.

Кількість проведених капітальних ремонтів та технічних обслуговувань на КТП-846 за весь період експлуатації складає 5 та 11 шт. відповідно. Останній комплексний капітальний ремонт та технічне обслуговування даного КТП проводилося у 2020 році.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 207,28 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція КТП-846 з заміною силового трансформатора, с. Азовське (Фрунзе) Генічеського району, Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючого трансформатора типу ТМ-250/10/0,4 на трансформатор типу ТМГСУ-250/10/0,4 в КТП-10/0,4кВ №846.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Зменшення витрат на експлуатацію трансформатора через меншу потребу в обслуговуванні (заміна масла тощо);
2. Зменшення витрат за рахунок компенсація перекошу фаз на обмотках НН;
3. Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення нових силових трансформаторів дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень витрати часу на заміну пошкодженого силового трансформатора в середньому складають 8 годин.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$8 \text{ год} \cdot 250 \text{ кВА} \cdot 0,92 = 1840 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	1840	1,4	2,576

Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті	2,576
--	-------

2.3 зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$99 \cdot 200 + 5 \cdot 400 = 21,8 \text{ тис.грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
2.576	21.8

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
207,28	24,38	8,5

Очікуваний термін окупності складе — 8,5 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 109.98 тис. грн (без ПДВ).

8.4. Реконструкція КТП-697 з заміною силового трансформатора, с. Нова Збур'ївка, Голопристанського району, Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми на 2022 рік планується реконструювати КТП-697 (інв.№004774) в с. Нова Збур'ївка, Голопристанського району, Херсонської області, а саме: замінити силовий трансформатор ТМ-100/10/0,4 на трансформатор типу ТМГСу з симетруючим пристроєм для зменшення втрат електроенергії.

Від нього отримують електроживлення 1 юридичний та 88 споживачів приватного сектору. Протокол виміру додається. Трансформатор 1964 року випуску. При виконанні вимірювань опору ізоляції обмоток низької напруги постійним струмом, виявлено не відповідність показника міжфазної різниці вимогам НТД, та виявлено занижений опір ізоляції обмоток.

Кількість проведених технічних обслуговувань на КТП-697 за весь період експлуатації складає 13 шт. Останній комплексне технічне обслуговування даного КТП проводилося у 2020 році.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 137,13 тис. грн (без ПДВ), «Реконструкція КТП-697 з заміною силового трансформатора, с. Нова Збур'ївка, Голопристанського району, Херсонської області», затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючого трансформатора типу ТМ 100/10/0,4 на трансформатор типу ТМГСУ 100/10/0,4 в КТП 10/0,4 кВ №697.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Зменшення витрат на експлуатацію трансформатора через меншу потребу в обслуговуванні (заміна масла тощо);

2. Зменшення витрат за рахунок компенсація перекоосу фаз на обмотках НН;

3. Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення нових силових трансформаторів дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень витрати часу на заміну пошкодженого силового трансформатора в середньому складають 8 годин.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$8 \text{ год} \cdot 100 \text{ кВА} \cdot 0,92 = 736 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	736	1,4	1,03
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			1,03

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$88 \cdot 200 + 1 \cdot 400 = 18 \text{ тис.грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
1.03	18

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
137,13	19,03	7,2

Очікуваний термін окупності складе — 7,2 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 69.95 тис. грн (без ПДВ).

8.5. Реконструкція КТП-47 з заміною силового трансформатора, смт.Нижні Сірогози Нижньосірогозького району Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми на 2022 рік планується реконструювати КТП-47 (інв.№012352) в смт.Нижні Сірогози Нижньосірогозького району Херсонської області, а саме: замінити силовий трансформатор ТМ-63/10/0,4 на трансформатор типу ТМГСу з симетруючим пристроєм для зменшення втрат електроенергії.

Від нього отримують електроживлення 24 споживача приватного сектору. Протокол виміру додається. Трансформатор 1968 року випуску. При виконанні вимірювань опору ізоляції обмоток високої та низької напруги постійним струмом, виявлено не відповідність показника міжфазної різниці вимогам НТД.

Кількість проведених технічних обслуговувань та капітального ремонту на КТП-47 за весь період експлуатації складає 13 шт та 1 шт відповідно. Останній комплексне технічне обслуговування даного КТП проводилося у 2020 році, а останній капітальний ремонт відбувся у 2012 році.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було

виготовлено проект на суму 119,14 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція КТП-47 з заміною силового трансформатора, смт.Нижні Сірогози Нижньосірогозького району Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміну існуючого трансформатора типу ТМ 63/10/0,4 на трансформатор типу ТМГСУ 63/10/0,4 кВ в КТП 10/0,4 кВ №47.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Зменшення витрат на експлуатацію трансформатора через меншу потребу в обслуговуванні (заміна масла тощо);
2. Зменшення втрат за рахунок компенсація перекосу фаз на обмотках НН;
3. Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення нових силових трансформаторів дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень витрати часу на заміну пошкодженого силового трансформатора в середньому складають 8 годин.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$8 \text{ год} \cdot 63 \text{ кВА} \cdot 0,92 = 464 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	464	1,4	0,649
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			0,649

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та

надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$24 \cdot 200 = 4,8 \text{ тис.грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
0.649	4.8

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
119,14	5,45	21,9

Очікуваний термін окупності складе — 21,9 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 60.76 тис. грн (без ПДВ).

8.6. Реконструкція КТП-47 з заміною силового трансформатора, с.Новоолександрівка Каланчацького району

В рамках Інвестиційної програми на 2022 рік планується реконструювати КТП-47 Каланчак (інв.№010163) в с. Новоолександрівка Каланчацького району, а саме: замінити силовий трансформатор ТМ 250/10/0,4 на трансформатор типу ТМГ.

Від нього отримують електроживлення 7 юридичних та 60 споживачів приватного сектору.

Протокол виміру додається. Трансформатор 1984 року випуску. При виконанні вимірювань опору ізоляції обмоток високої напруги постійним струмом, виявлено не відповідність показника міжфазної різниці (ВН-4,1%) вимогам НТД.

Кількість проведених капітальних ремонтів та технічних обслуговувань на КТП-47 Каланчак за весь період експлуатації складає 6 та 19 шт. відповідно. Останній комплексний капітальний ремонт даного КТП проводився у 2018 році, а останнє комплексне технічне обслуговування — у 2020 році.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 210,08 тис. грн (без ПДВ), [“Реконструкція КТП-47](#)

з заміною силового трансформатора, с.Новоолександрівка Каланчацького району”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючого трансформатора типу ТМ-63/10/0,4кВ на трансформатор типу ТМГСУ-63/10/0,4кВ в КТП 10/0,4кВ №47 Каланчак.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Зменшення витрат на експлуатацію трансформатора через меншу потребу в обслуговуванні (заміна масла тощо);
2. Зменшення витрат за рахунок компенсація перекоосу фаз на обмотках НН;
3. Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення нових силових трансформаторів дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень витрати часу на заміну пошкодженого силового трансформатора в середньому складають 8 годин.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$8 \text{ год} \cdot 250 \text{ кВА} \cdot 0,92 = 1840 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	1840	1,4	2,576
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			2,576

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$60 \cdot 200 \text{ грн} + 7 \cdot 400 \text{ грн} = 14,8 \text{ тис. грн};$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
2.576	14.8

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
210,08	17,38	12,1

Очікуваний термін окупності складе — 12,1 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 110.83 тис. грн (без ПДВ).

8.7. Реконструкція ЗТП-35 з заміною силового трансформатора 1Т м.Каховка, Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми на 2022 рік планується реконструювати ЗТП-35 (інв.№011239) в м.Каховка, Херсонської області, а саме: замінити силовий трансформатор 1Т ТМ-400/10/0,4 на трансформатор типу ТМГ.

Від нього отримують електроживлення 3 юридичних та 141 споживачів приватного сектору. Протокол виміру додається. Трансформатор 1971 року випуску. Перемикач ПБВ працює лише в одному положенні - IV. При виконанні вимірювань виявлено занижений опір ізоляції обмоток.

Кількість проведених капітальних ремонтів та технічних обслуговувань на ЗТП-35 за весь період експлуатації складає 7 та 19 шт. відповідно. Останній комплексний капітальний ремонт даного ЗТП проводився у 2015 році, а останнє комплексне технічне обслуговування — у 2020 році.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 196,15 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція ЗТП-35 з заміною силового трансформатора 1Т м.Каховка, Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючого трансформатора типу ТМ-400/10/0,4 на трансформатор типу ТМГ-400/10/0,4 в КТП-10/0,4кВ №35.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Зменшення витрат на експлуатацію трансформатора через меншу потребу в обслуговуванні (заміна масла тощо);
2. Зменшення витрат за рахунок компенсація перекоосу фаз на обмотках НН;
3. Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення нових силових трансформаторів дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень витрати часу на заміну пошкодженого силового трансформатора в середньому складають 8 годин.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$8 \text{ год} \cdot 400 \text{ кВА} \cdot 0,92 = 2944 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	2944	1,4	4,122
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			4,122

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$141 \cdot 200 + 3 \cdot 400 = 29,4 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
4.122	29.4

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
196,15	33,52	5,9

Очікуваний термін окупності складе — 5,9 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 123.56 тис. грн (без ПДВ).

8.8. Реконструкція ЗТП-43 з заміною силового трансформатора 1Т м.Каховка, Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми на 2022 рік планується реконструювати КТП-43 (інв.№011243) в м.Каховка, Херсонської області, а саме: замінити силовий трансформатор 1Т ТМ-400/10/0,4 на трансформатор типу ТМГ.

Від нього отримують електроживлення 17 юридичних та 620 споживачів приватного сектору. Протокол виміру додається. Трансформатор 1982 року випуску. При виконанні вимірювань опору ізоляції обмоток низької напруги постійним струмом, виявлено не відповідність показника міжфазної різниці (ВН-13,3%) вимогам НТД, та виявлено занижений опір ізоляції обмоток.

Кількість проведених капітальних ремонтів та технічних обслуговувань на ЗТП-43 за весь період експлуатації складає 4 та 10 шт шт. відповідно. Останній комплексний капітальний ремонт даного ЗТП проводився у 2017 році, а останнє комплексне технічне обслуговування — у 2020 році.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 209,49 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція ЗТП-43 з заміною силового трансформатора 1Т м.Каховка, Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючого трансформатора типу ТМ-400/10/0,4 на трансформатор типу ТМГ-400/10/0,4 в КТП-10/0,4кВ №43.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Зменшення витрат на експлуатацію трансформатора через меншу потребу в обслуговуванні (заміна масла тощо);

2. Зменшення втрат за рахунок компенсація перекоосу фаз на обмотках НН;
3. Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення нових силових трансформаторів дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень витрати часу на заміну пошкодженого силового трансформатора в середньому складають 8 годин.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$8 \text{ год} \cdot 400 \text{ кВА} \cdot 0,92 = 2944 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	2944	1,4	4,122
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			4,122

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$620 \cdot 200 + 17 \cdot 400 = 130,4 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
4.122	130.4

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
209,49	134,52	1,6

Очікуваний термін окупності складе — 1,6 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 131.94 тис. грн (без ПДВ).

8.9. Реконструкція ЗТП-95 з заміною силового трансформатора, м. Нова Каховка

В рамках Інвестиційної програми на 2022 рік планується реконструювати КТП-95 (інв.№014859) в м. Нова Каховка, Херсонської області, а саме: замінити силовий трансформатор 1Т ТМ-630/10/0,4 на трансформатор типу ТМГ.

Від нього отримують електроживлення 19 юридичних та 275 споживачів приватного сектору. Протокол виміру додається. Трансформатор 1983 року випуску. При виконанні вимірювань опору ізоляції обмоток високої та низької напруги постійним струмом, виявлено не відповідність показника міжфазної різниці (ВН-4,29%; НН-2,17%) вимогам НТД.

Кількість проведених капітальних ремонтів та технічних обслуговувань на ЗТП-95 за весь період експлуатації складає 5 та 16 шт. відповідно. Останній комплексний капітальний ремонт даного КТП проводився у 2012 році, а останнє комплексне технічне обслуговування — у 2020 році.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 345,69 тис. грн (без ПДВ), «Реконструкція ЗТП-95 з заміною силового трансформатора, м. Нова Каховка», затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючого трансформатора типу ТМ-630/10/0,4 на трансформатор типу ТМГ-630/10/0,4 в КТП-10/0,4кВ №95.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Зменшення витрат на експлуатацію трансформатора через меншу потребу в обслуговуванні (заміна масла тощо);
2. Зменшення втрат за рахунок компенсація перекосу фаз на обмотках НН;

3. Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення нових силових трансформаторів дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень витрати часу на заміну пошкодженого силового трансформатора в середньому складають 8 годин.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$8 \text{ год} \cdot 630 \text{ кВА} \cdot 0,92 = 4636,8 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	4636,8	1,4	6,492
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			6,492

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$275 \cdot 200 + 19 \cdot 400 = 62,6 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
6.492	62.6

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
345,69	69,09	5

Очікуваний термін окупності складе — 5 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 210.49 тис. грн (без ПДВ).

8.10. Реконструкція ЗТП-58 з заміною силового трансформатора 1Т, м. Нова Каховка

В рамках Інвестиційної програми на 2022 рік планується реконструювати КТП-58 (інв.№014934) в м. Нова Каховка, Херсонської області, а саме: замінити силовий трансформатор 1Т ТМ-630/10/0,4 на трансформатор типу ТМГ.

Від нього отримують електроживлення 47 юридичних та 546 споживачів приватного сектору. Протокол виміру додається. Трансформатор 1978 року випуску. При виконанні вимірювань опору ізоляції обмоток високої напруги постійним струмом, виявлено не відповідність показника міжфазної різниці (ВН-3,66%) вимогам НТД.

Кількість проведених капітальних ремонтів та технічних обслуговувань на ЗТП-58 за весь період експлуатації складає 3 та 18 шт. відповідно. Останній комплексний капітальний ремонт даного КТП проводився у 2011 році, а останнє комплексне технічне обслуговування — у 2020 році.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 325,01 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція ЗТП-58 з заміною силового трансформатора 1Т, м. Нова Каховка”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючого трансформатора типу ТМ-630/10/0,4 на трансформатор типу ТМГ-630/10/0,4 в КТП-10/0,4кВ №58.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Зменшення витрат на експлуатацію трансформатора через меншу потребу в обслуговуванні (заміна масла тощо);
2. Зменшення втрат за рахунок компенсація перекошу фаз на обмотках НН;

3. Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення нових силових трансформаторів дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень витрати часу на заміну пошкодженого силового трансформатора в середньому складають 8 годин.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$8 \text{ год} \cdot 630 \text{ кВА} \cdot 0,92 = 4636,8 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	4636,8	1,4	6,492
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			6,492

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$546 \cdot 200 + 47 \cdot 400 = 128 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
6.492	128

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
325,01	134,49	2,4

Очікуваний термін окупності складе — 2,4 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 232.32 тис. грн (без ПДВ).

8.11. Реконструкція КТП-215 з заміною силового трансформатора в смт. Новотроїцьке, Новотроїцького району Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми на 2022 рік планується реконструювати КТП-215 (інв.№013039) в смт. Новотроїцьке, Новотроїцького району Херсонської області, а саме: замінити силовий трансформатор ТМ-250/10/0,4 на трансформатор типу ТМГСу з симетруючим пристроєм для зменшення втрат електроенергії.

Від нього отримують електроживлення 5 юридичних та 114 споживачів приватного сектору. Протокол виміру додається. Трансформатор 1995 року випуску. При виконанні вимірювань опору ізоляції обмоток високої та низької напруги постійним струмом, виявлено не відповідність показника міжфазної різниці (ВН-6,95%; НН-3,38%) вимогам НТД та значно занижений опір ізоляції обмоток.

Кількість проведених капітальних ремонтів та технічних обслуговувань на КТП-215 за весь період експлуатації складає 9 та 28 шт. відповідно. Останній комплексний капітальний ремонт даного КТП проводився у 2017 році, а останнє комплексне технічне обслуговування — у 2020 році.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 215,67 тис. грн (без ПДВ), "Реконструкція КТП-215 з заміною силового трансформатора в смт. Новотроїцьке, Новотроїцького району Херсонської області", затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючого трансформатора типу ТМ-250/10/0,4 на трансформатор типу ТМГСу-250/10/0,4 в КТП-10/0,4кВ №215.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Зменшення витрат на експлуатацію трансформатора через меншу потребу в обслуговуванні (заміна масла тощо);

2. Зменшення втрат за рахунок компенсація перекоосу фаз на обмотках НН;
3. Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення нових силових трансформаторів дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень витрати часу на заміну пошкодженого силового трансформатора в середньому складають 8 годин.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$8 \text{ год} \cdot 250 \text{ кВА} \cdot 0,92 = 1840 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	1840	1,4	2,576
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			2,576

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$28 \cdot 200 + 9 \cdot 400 = 9,2 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
2.576	9.2

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
215,67	11,78	18,3

Очікуваний термін окупності складе — 18,3 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 114.43тис. грн (без ПДВ).

8.12. Реконструкція КТП-218 з заміною силового трансформатора в смт. Новотроїцьке, Новотроїцького району Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми на 2022 рік планується реконструювати КТП-218 (інв.№013153) в смт. Новотроїцьке, Новотроїцького району Херсонської області, а саме: замінити силовий трансформатор ТМ-100/10/0,4 на трансформатор типу ТМГСУ з симетруючим пристроєм для зменшення втрат електроенергії.

Від нього отримують електроживлення 7 юридичних та 22 споживачів приватного сектору. Протокол виміру додається. Трансформатор 1959 року випуску. При виконанні вимірювань виявлено занижений опір ізоляції обмоток.

Кількість проведених капітальних ремонтів та технічних обслуговувань на КТП-218 за весь період експлуатації складає 6 та 21 шт. відповідно. Останній комплексний капітальний ремонт даного КТП проводився у 2019 році, а останнє комплексне технічне обслуговування — у 2020 році.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 160,36 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція КТП-218 з заміною силового трансформатора в смт. Новотроїцьке, Новотроїцького району Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючого трансформатора типу ТМ-100/10/0,4 на трансформатор типу ТМГСУ-100/10/0,4 в КТП-10/0,4кВ №218.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Зменшення витрат на експлуатацію трансформатора через меншу потребу в обслуговуванні (заміна масла тощо);
2. Зменшення втрат за рахунок компенсація перекоосу фаз на обмотках НН;

3. Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення нових силових трансформаторів дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень витрати часу на заміну пошкодженого силового трансформатора в середньому складають 8 годин.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$8 \text{ год} \cdot 100 \text{ кВА} \cdot 0,92 = 736 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	736	1,4	1,03
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			1,03

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$22 \cdot 200 + 7 \cdot 400 = 7,2 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
1.03	7.2

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
160,36	8,23	19,5

Очікуваний термін окупності складе — 19,5 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 75.37 тис. грн (без ПДВ).

8.13. Реконструкція ПТКЕ-628 з заміною силового трансформатора в с.Горностаївка, Новотроїцького району Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми на 2022 рік планується реконструювати ПТКЕ-628 (інв.№013158) в смт. Новотроїцьке, Новотроїцького району Херсонської області, а саме: замінити силовий трансформатор ТМ-160/10/0,4 на трансформатор типу ТМГСУ з симетруючим пристроєм для зменшення втрат електроенергії.

Від нього отримують електроживлення 3 юридичних та 84 споживачів приватного сектору. Протокол виміру додається. Трансформатор 1988 року випуску. При виконанні вимірювань опору ізоляції обмоток низької напруги постійним струмом, виявлено не відповідність показника міжфазної різниці (НН-2,19%) вимогам НТД та занижений опір ізоляції обмоток.

Кількість проведених капітальних ремонтів та технічних обслуговувань на ПТКЕ-628 за весь період експлуатації складає 6 та 21 шт. відповідно. Останній комплексний капітальний ремонт даного КТП проводився у 2012 році, а останнє комплексне технічне обслуговування — у 2020 році.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 153,17 тис. грн (без ПДВ), «Реконструкція ПТКЕ-628 з заміною силового трансформатора в с.Горностаївка, Новотроїцького району Херсонської області», затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючого трансформатора типу ТМ-160/10/0,4 на трансформатор типу ТМГСУ-160/10/0,4 в ПТКЕ 10/0,4кВ №628.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Зменшення витрат на експлуатацію трансформатора через меншу потребу в обслуговуванні (заміна масла тощо);
2. Зменшення втрат за рахунок компенсація перекосу фаз на обмотках НН;
3. Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій

визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення нових силових трансформаторів дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень витрати часу на заміну пошкодженого силового трансформатора в середньому складають 8 годин.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$8 \text{ год} \cdot 160 \text{ кВА} \cdot 0,92 = 1178 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	1178	1,4	1,649
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			1,649

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$84 \cdot 200 + 3 \cdot 400 = 18 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
1.649	18

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
153,17	19,65	7,8

Очікуваний термін окупності складе — 7,8 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 78.12 тис. грн (без ПДВ).

8.14. Реконструкція КТП-42 з заміною силового трансформатора, м.Олешки Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми на 2022 рік планується реконструювати КТП-42 (інв.№006688) в м. Олешки Херсонської області, а саме: замінити силовий трансформатор ТМ-160/10/0,4 на трансформатор типу ТМГСу з симетруючим пристроєм для зменшення втрат електроенергії.

Основними споживачами є побутовий сектор (156 абонентів). Протокол виміру додається. Трансформатор 1981 року випуску. При виконанні вимірювань виявлено значно занижений опір ізоляції обмоток.

Кількість проведених капітальних ремонтів та технічних обслуговувань на КТП-42 за весь період експлуатації складає 9 та 27 шт. відповідно. Останній комплексний капітальний ремонт даного КТП проводився у 2010 році, а останнє комплексне технічне обслуговування — у 2020 році.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 136,33 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція КТП-42 з заміною силового трансформатора, м.Олешки Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючого трансформатора типу ТМ-160/10/0,4кВ на трансформатор типу ТМГ-160/10/0,4кВ в КТП-10/0,4кВ №42;

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Зменшення витрат на експлуатацію трансформатора через меншу потребу в обслуговуванні (заміна масла тощо);
2. Зменшення втрат за рахунок компенсація перекосу фаз на обмотках НН;
3. Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення нових силових трансформаторів дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень витрати часу на заміну пошкодженого силового трансформатора в середньому складають 8 годин.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$8 \text{ год} \cdot 160 \text{ кВА} \cdot 0,92 = 1178 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	1178	1,4	1,649
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			1,649

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$156 \cdot 200 = 31,2 \text{ тис. грн.};$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
1.649	31.2

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
136,33	31,2	4,4

Очікуваний термін окупності складе — 4,4 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 69.48 тис. грн (без ПДВ).

8.15. Реконструкція КТП-429 з заміною силового трансформатора, с.Привітне, Олешківського району, Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми на 2022 рік планується реконструювати КТП-429 (інв.№022977) в м. Олешки Херсонської області, а саме: замінити силовий трансформатор ТМ-250/10/0,4 на трансформатор типу ТМГСУ з симетруючим пристроєм для зменшення втрат електроенергії.

Від нього отримують електроживлення 7 юридичних та 179 споживачів приватного сектору. Протокол виміру додається. При виконанні вимірювань виявлено значно занижений опір ізоляції обмоток.

Кількість проведених технічних обслуговувань на КТП-429 за весь період експлуатації складає 9 шт. Останнє комплексне технічне обслуговування даного КТП проводився у 2020 році.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 182,17 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція КТП-429 з заміною силового трансформатора, с.Привітне, Олешківського району, Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючого трансформатора типу ТМ-250/10/0,4кВ на трансформатор типу ТМГСУ-250/10/0,4кВ в КТП-10/0,4кВ №429.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Зменшення витрат на експлуатацію трансформатора через меншу потребу в обслуговуванні (заміна масла тощо);
2. Зменшення втрат за рахунок компенсація перекосу фаз на обмотках НН;
3. Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}} .$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення нових силових трансформаторів дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень витрати часу на заміну пошкодженого силового трансформатора в середньому складають 8 годин.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$8 \text{ год} \cdot 250 \text{ кВА} \cdot 0,92 = 1840 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	1840	1,4	2,576
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			2,576

2.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$179 \cdot 200 + 7 \cdot 400 = 38,6 \text{ тис.грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
2.576	38.6

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
182,17	41.2	4,4

Очікуваний термін окупності складе — 4,4 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 96.68 тис. грн (без ПДВ).

8.16. Реконструкція КТП-297 з заміною силового трансформатора, м. Скадовськ, Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми на 2022 рік планується реконструювати КТП-297 (інв.№021552) в м. Скадовськ, Херсонської області, а саме: замінити силовий трансформатор ТМ-250/10/0,4 на трансформатор типу ТМГСУ з симетруючим пристроєм для зменшення втрат електроенергії.

Від нього отримують електроживлення 2 юридичних та 165 споживачів приватного сектору. Протокол виміру додається. Трансформатор 1987 року випуску. При виконанні вимірювань опору ізоляції обмоток високої та низької напруги постійним струмом, виявлено не відповідність показника міжфазної різниці (ВН-4,4%; НН-24,4%) вимогам НТД.

Кількість проведених капітальних ремонтів та технічних обслуговувань на КТП-297 за весь період експлуатації складає 2 та 11 шт. відповідно. Останній комплексний капітальний ремонт даного КТП проводився у 2017 році, а останнє комплексне технічне обслуговування — у 2020 році.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 197,63 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція КТП-297 з заміною силового трансформатора, м. Скадовськ, Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючого трансформатора типу ТМ-250/10/0,4 на трансформатор типу ТМГСУ-250/10/0,4 в КТП-10/0,4кВ №297.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Зменшення витрат на експлуатацію трансформатора через меншу потребу в обслуговуванні (заміна масла тощо);
2. Зменшення втрат за рахунок компенсація перекосу фаз на обмотках НН;
3. Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}} .$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення нових силових трансформаторів дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень витрати часу на заміну пошкодженого силового трансформатора в середньому складають 8 годин.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$8 \text{ год} \cdot 250 \text{ кВА} \cdot 0,92 = 1840 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	1840	1,4	2,576
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			2,576

2.3 Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$165 \cdot 200 + 2 \cdot 400 = 33,8 \text{ тис.грн};$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
2.576	33.8

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
197,63	36,4	5,4

Очікуваний термін окупності складе — 5,4 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 104.74 тис. грн (без ПДВ).

8.17. Реконструкція КТП-265 з заміною силового трансформатора, с.Лазурне, Скадовського району, Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми на 2022 рік планується реконструювати КТП-265 (інв.№023154) в м. Скадовськ, Херсонської області, а саме: замінити силовий трансформатор ТМ-400/10/0,4 на трансформатор типу ТМГ.

Від нього отримують електроживлення 40 юридичних та 154 споживачів приватного сектору. Протокол виміру додається. Трансформатор 1979 року випуску. При виконанні вимірювань опору ізоляції обмоток високої та низької напруги постійним струмом, виявлено не відповідність показника міжфазної різниці (ВН-8,3%; НН-18,4%) вимогам НТД.

Кількість проведених капітальних ремонтів та технічних обслуговувань на КТП-265 за весь період експлуатації складає 1 та 10 шт. відповідно. Останній комплексний капітальний ремонт даного КТП проводився у 2012 році, а останнє комплексне технічне обслуговування — у 2020 році.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 214,61 тис. грн (без ПДВ), «Реконструкція КТП-265 з заміною силового трансформатора, с.Лазурне, Скадовського району, Херсонської області», затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючого трансформатора типу ТМ-400/10/0,4кВ на трансформатор типу ТМГ-400/10/0,4кВ в КТП-10/0,4кВ №265;

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Зменшення витрат на експлуатацію трансформатора через меншу потребу в обслуговуванні (заміна масла тощо);
2. Зменшення витрат за рахунок компенсація перекошу фаз на обмотках НН;
3. Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}} .$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення нових силових трансформаторів дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень витрати часу на заміну пошкодженого силового трансформатора в середньому складають 8 годин.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$8 \text{ год} \cdot 400 \text{ кВА} \cdot 0,92 = 2944 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	2944	1,4	4,122
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			4,122

2.3 зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$154 \cdot 200 + 40 \cdot 400 = 46,8 \text{ тис.грн};$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
4.122	46.8

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
214,61	50.9	4,2

Очікуваний термін окупності складе — 4,2 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 141.64 тис. грн (без ПДВ).

8.18. Реконструкція КТП-815 з заміною силового трансформатора 2Т, м. Херсон

В рамках Інвестиційної програми на 2022 рік планується реконструювати КТП-815 (інв.№017896) в м. Херсон, а саме: замінити силовий трансформатор ТМ-630/10/0,4 на трансформатор типу ТМГ.

Від нього отримують електроживлення 8 юридичних та 600 споживачів приватного сектору. Протокол виміру додається. Трансформатор 1984 року випуску. При виконанні вимірювань опору ізоляції обмоток низької напруги

постійним струмом, виявлено не відповідність показника міжфазної різниці (ВН-11,84%) вимогам НТД.

Кількість проведених капітальних ремонтів та технічних обслуговувань на ЗТП-815 за весь період експлуатації складає 7 та 21 шт. відповідно. Останній комплексний капітальний ремонт даного КТП проводився у 2013 році, а останнє комплексне технічне обслуговування — у 2019 році.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 254,12 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція КТП-815 з заміною силового трансформатора 2Т, м. Херсон”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючого трансформатора типу ТМ-630/6/0,4кВ 2Т на трансформатор типу ТМГ-630/6/0,4кВ в ЗТП-6/0,4кВ №815.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Зменшення витрат на експлуатацію трансформатора через меншу потребу в обслуговуванні (заміна масла тощо);
2. Зменшення витрат за рахунок компенсація перекошу фаз на обмотках НН;
3. Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення нових силових трансформаторів дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень витрати часу на заміну пошкодженого силового трансформатора в середньому складають 8 годин.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$8 \text{ год} \cdot 630 \text{ кВА} \cdot 0,92 = 4637 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
-------------------------------------	-----------	---------------	---------------------

Недовідпуск електроенергії	4637	1,4	6,492
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			6,492

2.3 зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$600 \cdot 200 + 8 \cdot 400 = 123,2 \text{ тис.грн;}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
6.492	123.2

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
254,12	129,7	1.96

Очікуваний термін окупності складе — 1,96 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 167.72 тис. грн (без ПДВ).

8.19. Реконструкція ЗТП-9 із заміною силового трансформатора 1Т, м.Херсон

В рамках Інвестиційної програми на 2022 рік планується реконструювати КТП-9 (інв.№017696) в м. Херсон, а саме: замінити силовий трансформатор ТМ 630/6/0,4 на трансформатор типу ТМГ.

Від нього отримують електроживлення 1 юридичний («Херсонська дитяча обласна клінічна лікарня», яка включає в себе 3 корпуси, які відносяться до I категорії надійності споживачів, та 7 корпусів, які відносяться до II категорії надійності споживачів) та 59 споживачів приватного сектору.

Протокол виміру додається. Трансформатор 2007 року випуску. При виконанні вимірювань було виявлено, що виміри не відповідають вимогам НТД.

Значення опору постійного струму обмоток ВН в I, II та III положенні ПБВ мають різницю більше 2%.

Кількість проведених технічних обслуговувань на ЗТП-9 за весь період експлуатації складає 36 шт. Останнє технічне обслуговування даного ЗТП проводилося у 2020 році.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 534,22 тис. грн (без ПДВ), "Реконструкція ЗТП-9 із заміною силового трансформатора 1Т, м.Херсон", затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Відповідно до проектної документації передбачено наступний обсяг робіт:

- заміну існуючого силового трансформатора в камері трансформатора 1Т, на силовий трансформатор типу ТМГ, потужністю 630 кВА.

- заміну існуючих захисних апаратів (запобіжників) у ввідній комірці №2 силового трансформатора 1Т в РП-6 кВ.

- заміну існуючих комутаційних та захисних апаратів (автоматичних вимикачів (блоків)) у ввідних комірках №2, №6 силових трансформаторів 1Т та 2Т в РП-0,4 кВ.

- заміну існуючих комутаційних та захисних апаратів (автоматичного вимикача (блоків)) у секційній комірці №4 (I-II с.ш.) в РП-0,4 кВ.

- заміну існуючої шафи автоматизованого введення резерву (АВР) в РП-0,4 кВ, на шафу АВР, яка виконується на базі мікропроцесорного блоку автоматизованого керування, контакторів та іншого обладнання, з підключенням шафи від шин комірок №2, №4, №6 РП-0,4 кВ.

- заміну існуючого ошиновування 0,4 кВ (відривків шин) в камері силового трансформатора 1Т, ввідних комірках №2, №6 силових трансформаторів 1Т та 2Т, а також секційній комірці №4 (I-II с.ш.) в РП-0,4 кВ.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Зменшення витрат на експлуатацію трансформатора через меншу потребу в обслуговуванні (заміна масла тощо);

2. Зменшення втрат за рахунок компенсація перекосу фаз на обмотках НН;

3. Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}} .$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.3. Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення нових силових трансформаторів дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень витрати часу на заміну пошкодженого силового трансформатора в середньому складають 8 годин.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$8 \text{ год} \cdot 630 \text{ кВА} \cdot 0,92 = 4637 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	4637	1,4	6,492
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			6,492

2.3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$59 \cdot 200 \text{ грн} + 7 \cdot 400 \text{ грн} + 3 \cdot 600 \text{ грн} = 16,4 \text{ тис. грн};$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
6.492	16.4

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
534,22	22,89	23,3

Очікуваний термін окупності складе — 23,3 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 351.53 тис. грн (без ПДВ).

8.20. Реконструкція КТП-113 з заміною силового трансформатора, с.Скадовка Чаплинського району, Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми на 2022 рік планується реконструювати КТП-113 (інв.№013848) в с. Скадовка Чаплинського району, Херсонської області, а саме: замінити силовий трансформатор ТМ-250/10/0,4 на трансформатор типу ТМГСУ з симетруючим пристроєм для зменшення втрат електроенергії.

Від нього отримують електроживлення 10 юридичних та 114 споживачів приватного сектору.

Протокол виміру додається. Трансформатор 1972 року випуску. При виконанні вимірювань опору ізоляції обмоток високої напруги постійним струмом, виявлено не відповідність показника міжфазної різниці (ВН-4,06%) вимогам НТД.

Кількість проведених капітальних ремонтів та технічних обслуговувань на КТП-113 за весь період експлуатації складає 3 та 28 шт. відповідно. Останній комплексний капітальний ремонт даного КТП проводився у 2018 році, а останнє комплексне технічне обслуговування — у 2020 році.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 200,52 тис. грн (без ПДВ), «Реконструкція КТП-47 з заміною силового трансформатора, с.Новоолександрівка Каланчацького району», затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючого трансформатора типу ТМ-250/10/0,4кВ на трансформатор типу ТМГСУ-250/10/0,4кВ в КТП 10/0,4кВ №113.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Зменшення витрат на експлуатацію трансформатора через меншу потребу в обслуговуванні (заміна масла тощо);
2. Зменшення втрат за рахунок компенсація перекоосу фаз на обмотках НН;
3. Зменшення аварійних відключень в ТП-10/0,4кВ у зв'язку з використанням нового обладнання та зменшення недовідпуску електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}} .$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення нових силових трансформаторів дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень витрати часу на заміну пошкодженого силового трансформатора в середньому складають 8 годин.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$8 \text{ год} \cdot 250 \text{ кВА} \cdot 0,92 = 1840 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	1840	1,4	2,576
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			2,576

2.3 зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$114 \cdot 200 \text{ грн} + 10 \cdot 400 \text{ грн} = 26,8 \text{ тис.грн};$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зниження потенційних очікуваних збитків	Зменшення штрафних санкцій
2.576	26.8

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
200,52	29,4	6.8

Очікуваний термін окупності складе — 6.8 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 106.28 тис. грн (без ПДВ).

9. Встановлення реклоузерів

9.1. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-712 від ПС-150/35/10 "Новоолексіївка" в смт. Новоолексіївка Генічеського району Херсонської області

Для підвищення надійності електропостачання мереж 10 кВ, локалізації пошкодженої ділянки та зменшення простою споживачів компанії без електроенергії, планується у рамках Інвестиційної програми на 2022 рік провести реконструкцію ПЛ-10кВ Ф-712 від ПС-150/35/10 "Новоолексіївка" протяжністю 25,3 км, інв.№008737, введеного в експлуатацію в 1968р, шляхом встановлення пункту автоматичного секціонування, а саме реклоузеру типу OSM15-16-800/310/312 виробництва компанії NOJA Power на існуючий опорі №1 відп. на КТП-148 замість ЛР-18, при чому планується передбачити функцію телемеханіки з можливістю телекерування. Відстань до найвіддаленішої частини ПЛ від бази Генічеського ВДРМ становить біля 17 км. Споживачі I та II категорії надійності електропостачання відсутні, але вищезазначена ПЛ живить значну кількість соціально важливих споживачів, серед них: 449 споживачів, фермерське господарство, майстерня, свердловина тощо.

Слід зауважити, що реклоузер - це багатофункціональний зовнішній комутуючий пристрій, який аналізує стан електричної мережі і виконує автоматичне відключення ліній (секціонування мережі) при виникненні на них аварійних ситуацій, автоматичне повторне включення цих ліній і, при необхідності, підключення резервного джерела живлення споживачів (резервування ПЛ). Основною метою заходу реконструкції ПЛ зі встановленням реклоузера є її секціонування, а саме розподіл повітряної лінії на секції з можливістю виведення з експлуатації на час ліквідації аварії тільки окремої, невеликої аварійної ділянки.

Кількість технологічних порушень, зафіксованих на ПЛ-10кВ Ф-712 від ПС-150/35/10 "Новоолексіївка" протягом 3-ох останніх років (2018-2020р) становить 19 шт. Індекс середньої тривалості відключень SAIDI у розрізі товариства у період з 2018 по 2021 р. становить 0,1%. Основним завданням вказаного заходу на 2022 рік Інвестиційної програми є зменшення частки SAIDI до прогнозного значення 0,0265%. Це зменшення досягається шляхом розташування реклоузера таким чином, що електропостачання споживачів, які знаходяться на ділянці ПЛ-10кВ до реклоузера, не припиниться у разі пошкоджень на ділянці після реклоузера. Крім того, реалізація даного заходу дозволить зменшити час пошуку, локалізації та усунення аварійних пошкоджень на ПЛ-10кВ, адже ремонтна бригада заздалегідь

знатиме, на якій ділянці виникла аварійна ситуація в електричній мережі та не витрататиме час на пошук на ділянці до місця встановлення реклоузера.

Показники	До встановлення реклоузера	Після встановлення реклоузера	
		16,35 (65% від загальної довжини ПЛ)	8,95 (35% від загальної довжини ПЛ)
довжина лінії, км	25,3 км		
ТП, які живляться від даної лінії, шт	12	9	3
кількість споживачів, шт	449	414	35
споживання, кВт · год	1655	1457,9	197,1
Навантаження, МВт	0,3	0,195	0,105
Частка SAIDI в Товаристві,%	0,1%	0,037	0,0147

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 883,24 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-712 від ПС-150/35/10 "Новоолексіївка" в смт. Новоолексіївка Генічеського району Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція існуючого фідеру №712 від ПС-150/35/10 "Новоолексіївка", в частині встановлення реклоузера для можливості секціонування ПЛ з заміною існуючої опори №1 відп. На КТП-148;
- обладнання реклоузера функцією телемеханіка з можливістю телекерування;
- обладнання реклоузера охороною сигналізацією типу ППК Грифон-21 із звуковим сигналом з підключенням до неї датчиків відкриття дверей шаф ТМ та РЗА;
- обладнання РЗА та “КП ТМ СКАТ” реклоузера дообладнати реле контролю наявності живлення кіл керування;
- розрахунок уставок захисту РП-10 кВ ПС-150/35/10 "Новоолексіївка";
- складання карти селективності розрахованих та існуючих уставок захисту РП-10 кВ Ф-712 ПС-150/35/10 "Новоолексіївка".

Монтаж реклоузера виконується на одній залізобетонній стійці типу СК 105-14.

Кріплення проводу на стійці опорної конструкції для встановлення реклоузера виконати за допомогою штир'євих ізоляторів. План установки реклоузера див. креслення комплексу ЕП.

Реклоузер 10 кВ OSM-15 виробництва NOJA POWER. До складу реклоузера входять, шафа керування RC-10 з промисловим 3G маршрутизатором GWR-I352 з антеною JCG821.

Для організації оперативного живлення обладнання реклоузера 10 кВ передбачається установка двох трансформаторів власних потреб VT11/220-03 volten для двостороннього живлення реклоузера. Трансформатори включені в комплект поставки реклоузера.

Для захисту OSM-15 від перенапруг передбачається установка комплексу обмежувачів перенапруги 10кВ типу AZBD 151. Обмежувачі перенапруги монтуються на тіло реклоузера або на кронштейн КР10.

Ошиновка реклоузера та ТВП виконується СІП-3 1х50.

За вимогами безпеки для організації видимого розриву на стійках сусідніх опор встановлюються два лінійних роз'єднувача РЛНДз-10/400У1. Роз'єднувачі монтуються на анкерних опорах на базі стійок СК105-14.

Технічні характеристики реклоузера:

Тип реклоузера – OSM15-16-800

Модель – 310

Струмовимірювальна апаратура – 3 х трансформатори струму

Апаратура вимірювання напруги – 6 датчиків напруги

Найбільша робоча напруга – 15,5 кВ

Номинальний струм – 800 А

Номинальний струм ввімкнення – 16 кА

Струм електродинамічної стійкості – 40 кА

Номинальний струм вимкнення – 16 кА

Механічний ресурс циклів «ВВ» – 30000

Ресурс по комутаційній стійкості при
номинальному струмі вимкнення – 70

Струм термічної стійкості – 16 кА/3 с

Струм заряду кабелю – 25 А

Струм заряду лінії – 5А

Випробувальна напруга грозового
імпульсу відносно землі і між фазами – 110 кВ

Випробувальна напруга грозового
імпульсу на контактах – 110 кВ

Випробувальна напруга промислової
частоти відносно землі (в сухому стані) – 50 кВ

Випробувальна напруга промислової частоти на контактах – 50 кВ

Діапазон робочих значень температури
навколишнього повітря – від -40 (-60) °С до +55 °С

Відносна вологість повітря – 0-100%

Висота над рівнем моря – 3000 м

Маса комутаційного модуля – 100 кг

Характеристики шафи RC-10:

Направлений струмовий захист, захист від замикань на землю, захист зворотної послідовності.

Незалежний вибір характеристик для уставок направлених захистів для максимальної гнучкості.

Функція чутливого захисту від замикань на землю (SEF) з порогом чутливості 200 мА.

Захист по струму зворотної послідовності, що дозволяє розпізнати обрив проводу, і бокування ввімкнення при наявності напруги на стороні навантаження.

Повний набір інструментів контролю і реєстрації якості електроенергії.

Автоматичне частотне розвантаження та захист від підвищення частоти.

Інтелектуальні алгоритми автоматичного вводу резерву.

Функції синхронізації і автосинхронізації джерел живлення для підключення схем розподільчої генерації і відновлювальних джерел енергії в спільну енергосистему.

Налаштовувана логіка і функція вільного програмування на базі стандарту IEC61499.

Журнал ввімкнень та вимкнень і журнал подій, який можна переглядати на великому РК-дисплеї. Це дозволяє отримувати детальні дані про роботу реклоузера, враховуючи тип пошкодження лінії, струм спрацювання і навіть відстань до пошкодження.

Детальний журнал подій для всієї історії роботи пристрою і зміни налаштувань, доступний як через локальну панель керування, так і за допомогою програмного забезпечення CMS.

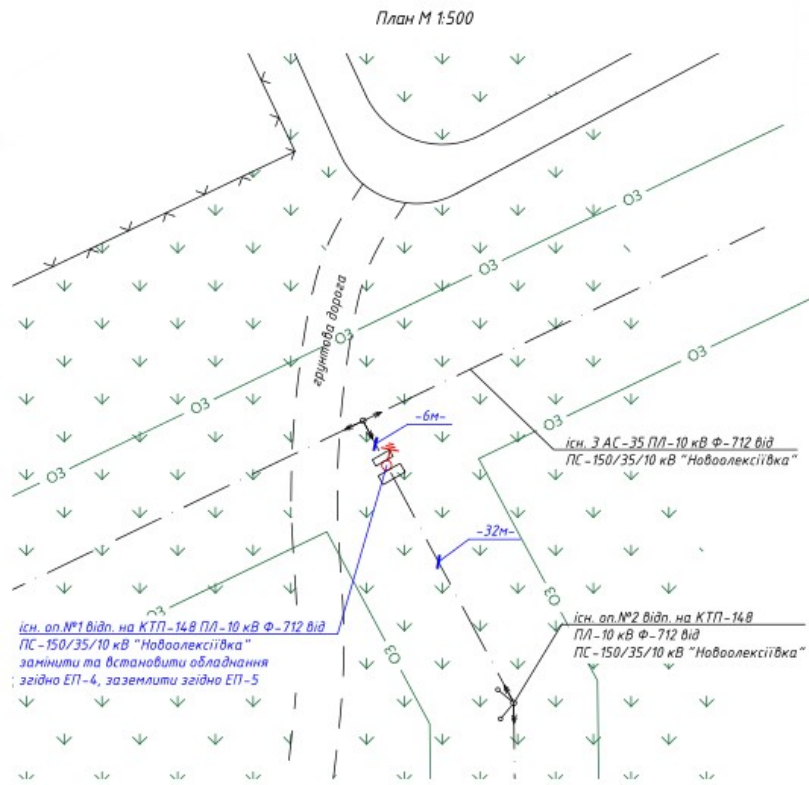
Можливість перегляду значень напруги, величини струму і потужності на панелі керування в режимі реального часу.

В журналі профіля навантаження записи реєструються із заданою користувачем періодичністю.

Вбудований термінал RTU дозволяє реалізувати протоколи зв'язку DNP3, DNP3-SA, DNP3 over IP, IEC 61850 MMS і GOOSE, IEC 60870-5-101/104, а також власні протоколи NOJA Power.

Інноваційний та безпечний безпроводний контроль роботи пристрою.

План-схема встановлення реклоузера згідно робочого проекту



Ситуаційний план встановлення реклоузера згідно робочого проекту



Розрахунок економічного ефекту

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-712 від ПС-150/35/10 "Новоолексіївка" в смт. Новоолексіївка Генічеського району Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки частина фідеру до реклоузера буде менше разів вимикатися та збільшиться швидкість на пошук пошкоджень.

2. Зниження витрат на пошук пошкодження.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}} .$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження операційних витрат, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$430/2 \cdot 200 + 19/2 \cdot 400 = 46,8 \text{ тис. грн.}$$

2. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі останніх 3-х років в період з 01.01.2018 по 01.01.2021 ПЛ-10кВ Ф-712 аварійно вимикалась 11 разів і сумарна тривалість відключень склала 2543 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 1655 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{\frac{2543_{\text{хв}}}{60_{\text{хв}}} \cdot 1655}{2} = 35072 \text{кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	35072	1,4	49,10
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			49,10

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
46,8	49,10	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
883,24	95,9	9,2

Очікуваний термін окупності складе — 9,2 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 495 тис. грн (без ПДВ).

9.2. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-692 від ПС-35/10 "Щасливцеве" в с. Щасливцеве, Генічеського району, Херсонської області

Для підвищення надійності електропостачання мереж 10 кВ, локалізації пошкодженої ділянки та зменшення простою споживачів компанії без електроенергії, планується у рамках Інвестиційної програми на 2022 рік провести реконструкцію ПЛ-10кВ Ф-692 від ПС-35/10 "Щасливцеве" протяжністю 10,65 км, інв.№008674, введеного в експлуатацію в 1964р, шляхом встановлення пункту автоматичного секціонування, а саме реклоузеру типу OSM15-16-800/310/312 виробництва компанії NOJA Power на існуючий опорі №95, при чому планується передбачити функцію телемеханіки з можливістю телекерування. Відстань до найвіддаленішої частини ПЛ від бази Генічеського ВДРМ становить біля 16,5 км. Споживачі I та II категорії надійності електропостачання відсутні, але вищезазначена ПЛ живить значну кількість

соціально важливих споживачів, серед них: 301 споживачів, 3 бази відпочинку, пансіонат, свердловина, насосна станція, літній кінотеатр, магазини, кафе тощо.

Слід зауважити, що реклоузер - це багатофункціональний зовнішній комутуючий пристрій, який аналізує стан електричної мережі і виконує автоматичне відключення ліній (секціонування мережі) при виникненні на них аварійних ситуацій, автоматичне повторне включення цих ліній і, при необхідності, підключення резервного джерела живлення споживачів (резервування ПЛ). Основною метою заходу реконструкції ПЛ зі встановленням реклоузера є її секціонування, а саме розподіл повітряної лінії на секції з можливістю виведення з експлуатації на час ліквідації аварії тільки окремої, невеликої аварійної ділянки.

Кількість технологічних порушень, зафіксованих на ПЛ-10кВ Ф-692 від ПС-35/10 "Щасливцеве" протягом 3-ох останніх років (2018-2020р) становить 31 шт. Індекс середньої тривалості відключень SAIDI у розрізі товариства у період з 2018 по 2021 р. становить 0,055%. Основним завданням вказаного заходу на 2022 рік Інвестиційної програми є зменшення частки SAIDI до прогнозного значення 0,0165%. Це зменшення досягається шляхом розташування реклоузера таким чином, що електропостачання споживачів, які знаходяться на ділянці ПЛ-10кВ до реклоузера, не припиниться у разі пошкоджень на ділянці після реклоузера. Крім того, реалізація даного заходу дозволить зменшити час пошуку, локалізації та усунення аварійних пошкоджень на ПЛ-10кВ, адже ремонтна бригада заздалегідь знатиме, на якій ділянці виникла аварійна ситуація в електричній мережі та не витратитиме час на пошук на ділянці до місця встановлення реклоузера.

Показники	До встановлення реклоузера	Після встановлення реклоузера	
		8,85 (83% від загальної довжини ПЛ)	1,8 (17% від загальної довжини ПЛ)
довжина лінії, км	10,65 км		
ТП, які живляться від даної лінії, шт	41	29	12
кількість споживачів, шт	301	154	145
споживання, кВт · год	6819	3886,83	2932,17
Навантаження, МВт	1,274	1,057	0,217
Частка SAIDI в Товаристві, %			

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 928,20 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-692 від ПС-35/10 “Щасливцеве” в с. Щасливцеве, Генічеського району, Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція існуючого фідеру №692 від ПС-35/10 “Щасливська”, в частині встановлення реклоузера для можливості секціонування ПЛ з заміною існуючої опори №95;

- обладнання реклоузера функцією телемеханіки з можливістю телекерування;

- обладнання реклоузера охороною сигналізацією типу ППК Грифон-21 із звуковим сигналом з підключенням до неї датчиків відкриття дверей шаф ТМ та РЗА;

- обладнання РЗА та “КП ТМ СКАТ” реклоузера дообладнати реле контролю наявності живлення кіл керування;

- розрахунок уставок захисту РП-10 кВ ПС-35/10 “Щасливська”;

- складання карти селективності розрахованих та існуючих уставок захисту РП-10 кВ Ф-692 ПС-35/10 “Щасливська”.

Монтаж реклоузера виконується на одній залізобетонній стійці типу СК 105-14.

Кріплення проводу на стійці опорної конструкції для встановлення реклоузера виконати за допомогою штирьових ізоляторів. План установки реклоузера див. креслення комплексу ЕП.

Реклоузер 10 кВ OSM-15 виробництва NOJA POWER. До складу реклоузера входять, шафа керування RC-10 з промисловим 3G маршрутизатором GWR-I352 з антеною JCG821.

Для організації оперативного живлення обладнання реклоузера 10 кВ передбачається установка двох трансформаторів власних потреб VT11/220-03 volten для двостороннього живлення реклоузера. Трансформатори включені в комплект поставки реклоузера.

Для захисту OSM-15 від перенапруг передбачається установка комплексу обмежувачів перенапруги 10кВ типу AZBD 151. Обмежувачі перенапруги монтуються на тіло реклоузера або на кронштейн КР10.

Ошиновка реклоузера та ТВП виконується СП-3 1х50.

За вимогами безпеки для організації видимого розриву на стійках сусідніх опор встановлюються два лінійних роз'єднувача РЛНДз-10/400У1. Роз'єднувачі монтуються на анкерних опорах на базі стійок СК105-14.

Технічні характеристики реклоузера:

Тип реклоузера –OSM15-16-800

Модель –310

Струмовимірювальна апаратура – 3 x трансформатори струму
Апаратура вимірювання напруги – 6 датчиків напруги
Найбільша робоча напруга – 15,5 кВ
Номинальний струм – 800 А
Номинальний струм ввімкнення – 16 кА
Струм електродинамічної стійкості – 40 кА
Номинальний струм вимкнення – 16 кА
Механічний ресурс циклів «ВВ» – 30000
Ресурс по комутаційній стійкості при
номинальному струмі вимкнення – 70
Струм термічної стійкості – 16 кА/3 с
Струм заряду кабеля – 25 А
Струм заряду лінії – 5А
Випробувальна напруга грозового
імпульсу відносно землі і між фазами – 110 кВ
Випробувальна напруга грозового
імпульсу на контактах – 110 кВ
Випробувальна напруга промислової
частоти відносно землі (в сухому стані) – 50 кВ
Випробувальна напруга промислової частоти на контактах – 50 кВ
Діапазон робочих значень температури
навколишнього повітря – від -40 (-60) °С до +55 °С
Відносна вологість повітря – 0-100%
Висота над рівнем моря – 3000 м
Маса комутаційного модуля – 100 кг
Характеристики шафи RC-10:

Направлений струмовий захист, захист від замикань на землю, захист зворотної послідовності.

Незалежний вибір характеристик для уставок направлених захистів для максимальної гнучкості.

Функція чутливого захисту від замикань на землю (SEF) з порогом чутливості 200 мА.

Захист по струму зворотної послідовності, що дозволяє розпізнати обрив проводу, і бокування ввімкнення при наявності напруги на стороні навантаження.

Повний набір інструментів контролю і реєстрації якості електроенергії.

Автоматичне частотне розвантаження та захист від підвищення частоти.

Інтелектуальні алгоритми автоматичного вводу резерву.

Функції синхронізації і автосинхронізації джерел живлення для підключення схем розподільчої генерації і відновлювальних джерел енергії в спільну енергосистему.

Налаштовувана логіка і функція вільного програмування на базі стандарту IEC61499.

Журнал ввімкнень та вимкнень і журнал подій, який можна переглядати на великому РК-дисплеї. Це дозволяє отримувати детальні дані про роботу

реклоузера, враховуючи тип пошкодження лінії, струм спрацювання і навіть відстань до пошкодження.

Детальний журнал подій для всієї історії роботи пристрою і зміни налаштувань, доступний як через локальну панель керування, так і за допомогою програмного забезпечення CMS.

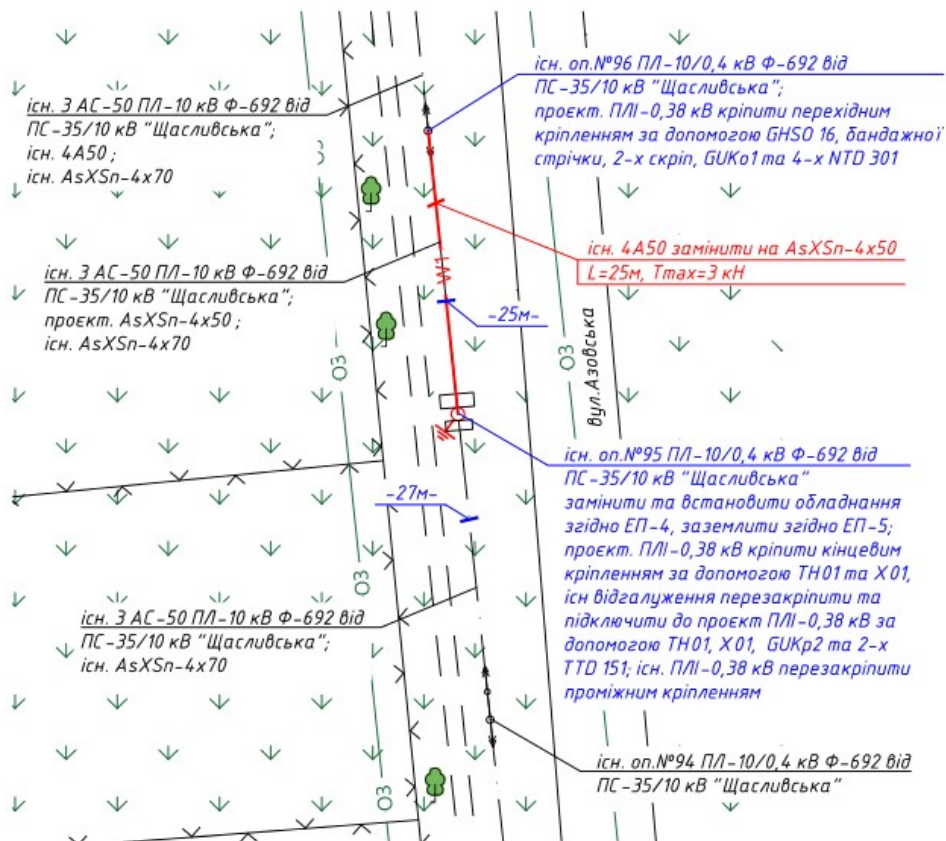
Можливість перегляду значень напруги, величини струму і потужності на панелі керування в режимі реального часу.

В журналі профіля навантаження записи реєструються із заданою користувачем періодичністю.

Вбудований термінал RTU дозволяє реалізувати протоколи зв'язку DNP3, DNP3-SA, DNP3 over IP, IEC 61850 MMS і GOOSE, IEC 60870-5-101/104, а також власні протоколи NOJA Power.

Інноваційний та безпечний безпроводний контроль роботи пристрою.

План-схема встановлення реклоузера згідно робочого проекту



Ситуаційний план встановлення реклоузера згідно робочого проекту



Розрахунок економічного ефекту

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-692 від ПС-35/10 "Щасливцеве" в с. Щасливцеве, Генічеського району, Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки частина фідеру до реклоузера буде менше разів вимикатися та збільшиться швидкість на пошук пошкоджень.

2. Зниження витрат на пошук пошкодження.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження

операційних витрат, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$260/2 \cdot 200 + 41/2 \cdot 400 = 34,2 \text{ тис. грн.}$$

2.Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі останніх 3-х років в період з 01.01.2018 по 01.01.2021 ПЛ-10кВ Ф-692 аварійно вимикалась 11 разів і сумарна тривалість відключень склала 4236 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 6819 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{\frac{4236 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 6819}{2} = 240711 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Неповідпуск електроенергії	240711	1,4	337
Всього за неповідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			337

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
34,2	337	
Вартість заходів усього, тис. грн	Сукупний економічний ефект	Окупність, роки

(без ПДВ)	від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	
928,20	371,2	2,5

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 371,2 тис. грн. (без ПДВ). Очікуваний термін окупності складе — 2,5 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 495 тис. грн (без ПДВ).

9.3. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-894 від ПС-35/10 "Вікторівська" Генічеського району, Херсонської області

Для підвищення надійності електропостачання мереж 10 кВ, локалізації пошкодженої ділянки та зменшення простою споживачів компанії без електроенергії, планується у рамках Інвестиційної програми на 2022 рік провести реконструкцію ПЛ-10кВ Ф-894 від ПС-35/10 "Вікторівська" протяжністю 32,58 км, інв.№008705, введеного в експлуатацію в 1968р, шляхом встановлення пункту автоматичного секціонування, а саме реклоузеру типу OSM15-16-800/310/312 виробництва компанії NOJA Power на існуючий опори №349, при чому планується передбачити функцію телемеханіки з можливістю телекерування. Відстань до найвіддаленішої частини ПЛ від бази Генічеського ВДРМ становить біля 60 км. Споживачі I та II категорії надійності електропостачання відсутні, але вищезазначена ПЛ живить значну кількість соціально важливих споживачів, серед них: 382 споживачів, амбулаторія, дитячий садок, свердловина, скважина, дві школи, магазини, кафе тощо.

Слід зауважити, що реклоузер - це багатофункціональний зовнішній комутуючий пристрій, який аналізує стан електричної мережі і виконує автоматичне відключення ліній (секціонування мережі) при виникненні на них аварійних ситуацій, автоматичне повторне включення цих ліній і, при необхідності, підключення резервного джерела живлення споживачів (резервування ПЛ). Основною метою заходу реконструкції ПЛ зі встановленням реклоузера є її секціонування, а саме розподіл повітряної лінії на секції з можливістю виведення з експлуатації на час ліквідації аварії тільки окремої, невеликої аварійної ділянки.

Кількість технологічних порушень, зафіксованих на ПЛ-10кВ Ф-894 від ПС-35/10 "Вікторівська" протягом 3-ох останніх років (2018-2020р) становить 31 шт.

Індекс середньої тривалості відключень SAIDI у розрізі товариства у період з 2018 по 2021 р. становить 0,124%. Основним завданням вказаного заходу на 2022 рік Інвестиційної програми є зменшення частки SAIDI до прогнозного значення 0,02976%. Це зменшення досягається шляхом розташування реклоузера таким чином, що електропостачання споживачів, які знаходяться на ділянці ПЛ-10кВ до реклоузера, не припиниться у разі пошкоджень на ділянці після реклоузера. Крім того, реалізація даного заходу дозволить зменшити час пошуку, локалізації та усунення аварійних пошкоджень на ПЛ-10кВ, адже ремонтна бригада заздалегідь знатиме, на якій ділянці виникла аварійна ситуація в електричній мережі та не витратитиме час на пошук на ділянці до місця встановлення реклоузера.

Показники	До встановлення реклоузера	Після встановлення реклоузера	
		26,4 (81% від загальної довжини ПЛ)	6,18 (19% від загальної довжини ПЛ)
довжина лінії, км	32,58 км		
ТП, які живляться від даної лінії, шт	14	4	10
кількість споживачів, шт	382	90	283
споживання, кВт · год	1291	245,29	1045,71
Навантаження, МВт	0,37	0,3	0.07

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 939,47 тис. грн (без ПДВ), «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-894 від ПС-35/10 "Вікторівська" Генічеського району, Херсонської області», затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція існуючого фідеру Ф-894 від ПС-35/10 "Вікторівська", в частині встановлення реклоузера для можливості секціонування ПЛ з заміною існуючої опори №349;
- обладнання реклоузера функцією телемеханіка з можливістю телекерування;
- обладнання реклоузера охороною сигналізацією типу ППК Грифон-21 із звуковим сигналом з підключенням до неї датчиків відкриття дверей шаф ТМ та РЗА;
- обладнання РЗА та «КП ТМ СКАТ» реклоузера дообладнати реле контролю наявності живлення кіл керування;

- розрахунок уставок захисту РП-10 кВ ПС-35/10 "Вікторівська";
- складання карти селективності розрахованих та існуючих уставок захисту РП-10 кВ Ф-894 ПС-35/10 "Вікторівська".

Монтаж реклоузера виконується на одній залізобетонній стійці типу СК 105-14.

Кріплення проводу на стійці опорної конструкції для встановлення реклоузера виконати за допомогою штирьових ізоляторів. План установки реклоузера див. креслення комплекту ЕП.

Реклоузер 10 кВ OSM-15 виробництва NOJA POWER. До складу реклоузера входять, шафа керування RC-10 з промисловим 3G маршрутизатором GWR-I352 з антеною JCG821.

Для організації оперативного живлення обладнання реклоузера 10 кВ передбачається установка двох трансформаторів власних потреб VT11/220-03 volten для двостороннього живлення реклоузера. Трансформатори включені в комплект поставки реклоузера.

Для захисту OSM-15 від перенапруг передбачається установка комплекту обмежувачів перенапруги 10кВ типу AZBD 151. Обмежувачі перенапруги монтуються на тіло реклоузера або на кронштейн КР10.

Ошиновка реклоузера та ТВП виконується СІП-3 1х50.

За вимогами безпеки для організації видимого розриву на стійках сусідніх опор встановлюються два лінійних роз'єднувача РЛНДз-10/400У1. Роз'єднувачі монтуються на анкерних опорах на базі стійок СК105-14.

Технічні характеристики реклоузера:

Тип реклоузера – OSM15-16-800

Модель – 310

Струмовимірювальна апаратура – 3 х трансформатори струму

Апаратура вимірювання напруги – 6 датчиків напруги

Найбільша робоча напруга – 15,5 кВ

Номинальний струм – 800 А

Номинальний струм ввімкнення – 16 кА

Струм електродинамічної стійкості – 40 кА

Номинальний струм вимкнення – 16 кА

Механічний ресурс циклів «ВВ» – 30000

Ресурс по комутаційній стійкості при номінальному струмі вимкнення – 70

Струм термічної стійкості – 16 кА/3 с

Струм заряду кабеля – 25 А

Струм заряду лінії – 5А

Випробувальна напруга грозового імпульсу відносно землі і між фазами – 110 кВ

Випробувальна напруга грозового імпульсу на контактах – 110 кВ

Випробувальна напруга промислової частоти відносно землі (в сухому стані) – 50 кВ

Випробувальна напруга промислової частоти на контактах – 50 кВ

Діапазон робочих значень температури

навколишнього повітря – від -40 (-60) °С до +55 °С

Відносна вологість повітря – 0-100%

Висота над рівнем моря – 3000 м

Маса комутаційного модуля – 100 кг

Характеристики шафи RC-10:

Направлений струмовий захист, захист від замикань на землю, захист зворотної послідовності.

Незалежний вибір характеристик для уставок направлених захистів для максимальної гнучкості.

Функція чутливого захисту від замикань на землю (SEF) з порогом чутливості 200 мА.

Захист по струму зворотної послідовності, що дозволяє розпізнати обрив проводу, і бокування ввімкнення при наявності напруги на стороні навантаження.

Повний набір інструментів контролю і реєстрації якості електроенергії.

Автоматичне частотне розвантаження та захист від підвищення частоти.

Інтелектуальні алгоритми автоматичного вводу резерву.

Функції синхронізації і автосинхронізації джерел живлення для підключення схем розподільчої генерації і відновлювальних джерел енергії в спільну енергосистему.

Налаштовувана логіка і функція вільного програмування на базі стандарту IEC61499.

Журнал ввімкнень та вимкнень і журнал подій, який можна переглядати на великому РК-дисплеї. Це дозволяє отримувати детальні дані про роботу реклоузера, враховуючи тип пошкодження лінії, струм спрацювання і навіть відстань до пошкодження.

Детальний журнал подій для всієї історії роботи пристрою і зміни налаштувань, доступний як через локальну панель керування, так і за допомогою програмного забезпечення CMS.

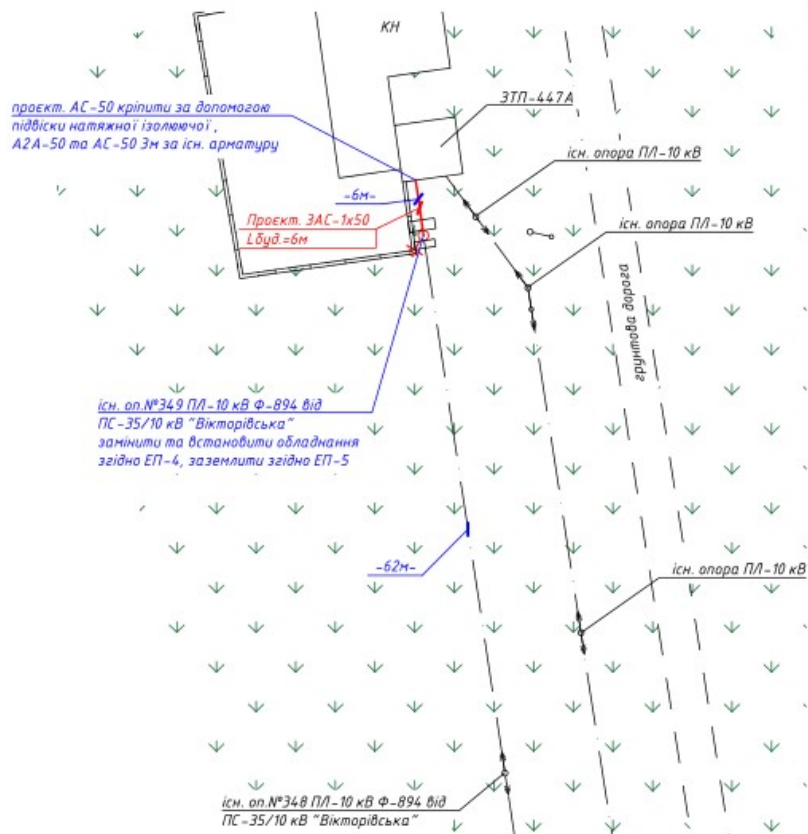
Можливість перегляду значень напруги, величини струму і потужності на панелі керування в режимі реального часу.

В журналі профіля навантаження записи реєструються із заданою користувачем періодичністю.

Вбудований термінал RTU дозволяє реалізувати протоколи зв'язку DNP3, DNP3-SA, DNP3 over IP, IEC 61850 MMS і GOOSE, IEC 60870-5-101/104, а також власні протоколи NOJA Power.

Інноваційний та безпечний безпроводний контроль роботи пристрою.

План-схема встановлення реклоузера згідно робочого проекту



Ситуаційний план встановлення реклоузера згідно робочого проекту



Розрахунок економічного ефекту

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-894 від ПС-35/10 "Вікторівська" Генічеського району, Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки частина фідеру до реклоузера буде менше разів вимикатися та збільшиться швидкість на пошук пошкоджень.

2. Зниження витрат на пошук пошкодження.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження операційних витрат, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$362/2 \cdot 200 + 20/2 \cdot 400 = 40,2 \text{ тис. грн.}$$

2. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі останніх 3-х років в період з 01.01.2018 по 01.01.2021 ПЛ-10кВ Ф-894 аварійно вимикалась 24 разів і сумарна тривалість відключень склала 4287 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 1291 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{4287_{\text{хв}} \cdot 1291}{60_{\text{хв}} \cdot 2} = 46121 \text{кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	46121	1,4	64,57
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			64,57

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
40,2	64,57	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
939,47	104,8	9

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 104,8 тис. грн. (без ПДВ). Очікуваний термін окупності складе — 9 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 495 тис. грн (без ПДВ).

9.4. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-911 ПС 35/10 "М.Копані"

Голопристанського району Херсонської області

Для підвищення надійності електропостачання мереж 10 кВ, локалізації пошкодженої ділянки та зменшення простою споживачів компанії без електроенергії, планується у рамках Інвестиційної програми на 2022 рік провести реконструкцію ПЛ-10кВ Ф-911 ПС 35/10 "М.Копані" протяжністю 16,76 км, інв.№004095, введеного в експлуатацію в 1968р, шляхом встановлення пункту автоматичного секціонування, а саме реклоузеру типу OSM15-16-800/310/312 виробництва компанії NOJA Power на існуючий опорі №1, при чому планується передбачити функцію телемеханіки з можливістю телекерування. Відстань до найвіддаленішої частини ПЛ від бази Голопристанського ВДРМ

становить біля 30 км. Споживачі I та II категорії надійності електропостачання відсутні, але вищезазначена ПЛ живить значну кількість соціально важливих споживачів, серед них: 820 споживачів, цех переробки зернових та олійних культур, пошта, магазини, будинок культури, автозаправна станція тощо.

Слід зауважити, що реклоузер - це багатфункціональний зовнішній комутуючий пристрій, який аналізує стан електричної мережі і виконує автоматичне відключення ліній (секціонування мережі) при виникненні на них аварійних ситуацій, автоматичне повторне включення цих ліній і, при необхідності, підключення резервного джерела живлення споживачів (резервування ПЛ). Основною метою заходу реконструкції ПЛ зі встановленням реклоузера є її секціонування, а саме розподіл повітряної лінії на секції з можливістю виведення з експлуатації на час ліквідації аварії тільки окремої, невеликої аварійної ділянки.

Кількість технологічних порушень, зафіксованих на ПЛ-10кВ Ф-911 ПС 35/10 "М.Копані" протягом 3-ох останніх років (2018-2020р) становить 22 шт. Індекс середньої тривалості відключень SAIDI у розрізі товариства у період з 2018 по 2021 р. становить 0,191%. Основним завданням вказаного заходу на 2022 рік Інвестиційної програми є зменшення частки SAIDI до прогнозного значення 0,0662%. Це зменшення досягається шляхом розташування реклоузера таким чином, що електропостачання споживачів, які знаходяться на ділянці ПЛ-10кВ до реклоузера, не припиниться у разі пошкоджень на ділянці після реклоузера. Крім того, реалізація даного заходу дозволить зменшити час пошуку, локалізації та усунення аварійних пошкоджень на ПЛ-10кВ, адже ремонтна бригада заздалегідь знатиме, на якій ділянці виникла аварійна ситуація в електричній мережі та не витратитиме час на пошук на ділянці до місця встановлення реклоузера.

Показники	До встановлення реклоузера	Після встановлення реклоузера	
		7,22 (43% від загальної довжини ПЛ)	9,54 (57% від загальної довжини ПЛ)
довжина лінії, км	16,76 км		
ТП, які живляться від даної лінії, шт	15	12	3
кількість споживачів, шт	820	797	23
споживання, кВт · год	2816	1605,12	1210,88
Навантаження, МВт	0,558	0,24	0,316

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 869,21 тис. грн (без ПДВ), "Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-911 ПС 35/10 "М.Копані" Голопристанського району Херсонської області", затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція існуючого фідеру №911 від ПС-35/10 "М.Копані", в частині встановлення реклоузера для можливості секціонування ПЛ з заміною існуючої опори №1 відп. №2;
- демонтаж існуючого роз'єднувача Р-29;
- обладнання реклоузера функцією телемеханіка з можливістю телекерування;
- обладнання реклоузера охороною сигналізацією типу ППК Грифон-21 із звуковим сигналом з підключенням до неї датчиків відкриття дверей шаф ТМ та РЗА;
- обладнання РЗА та "КП ТМ СКАТ" реклоузера дообладнати реле контролю наявності живлення кіл керування;
- розрахунок уставок захисту РП-10 кВ ПС-35/10 "М.Копані";
- складання карти селективності розрахованих та існуючих уставок захисту РП-10 кВ Ф-911 ПС-35/10 "М.Копані".

Монтаж реклоузера виконується на одній залізобетонній стійці типу СК 105-14.

Кріплення проводу на стійці опорної конструкції для встановлення реклоузера виконати за допомогою штирьових ізоляторів. План установки реклоузера див. креслення комплекту ЕП.

Реклоузер 10 кВ OSM-15 виробництва NOJA POWER. До складу реклоузера входять, шафа керування RC-10 з промисловим 3G маршрутизатором GWR-I352 з антеною JCG821.

Для організації оперативного живлення обладнання реклоузера 10 кВ передбачається установка двох трансформаторів власних потреб VT11/220-03 volten для двостороннього живлення реклоузера. Трансформатори включені в комплект поставки реклоузера.

Для захисту OSM-15 від перенапруг передбачається установка комплекту обмежувачів перенапруги 10кВ типу AZBD 151. Обмежувачі перенапруги монтуються на тіло реклоузера або на кронштейн КР10.

Ошиновка реклоузера та ТВП виконується СПП-3 1х50.

За вимогами безпеки для організації видимого розриву на стійках сусідніх опор встановлюються два лінійних роз'єднувача РЛНДз-10/400У1. Роз'єднувачі монтуються на анкерних опорах на базі стійок СК105-14.

Технічні характеристики реклоузера:

Тип реклоузера –OSM15-16-800

Модель –310

Струмовимірювальна апаратура – 3 x трансформатори струму

Апаратура вимірювання напруги – 6 датчиків напруги

Найбільша робоча напруга – 15,5 кВ

Номинальний струм – 800 А

Номинальний струм ввімкнення – 16 кА

Струм електродинамічної стійкості – 40 кА

Номинальний струм вимкнення – 16 кА

Механічний ресурс циклів «ВВ» – 30000

Ресурс по комутаційній стійкості при
номинальному струмі вимкнення – 70

Струм термічної стійкості – 16 кА/3 с

Струм заряду кабеля – 25 А

Струм заряду лінії – 5А

Випробувальна напруга грозового
імпульсу відносно землі і між фазами – 110 кВ

Випробувальна напруга грозового
імпульсу на контактах – 110 кВ

Випробувальна напруга промислової
частоти відносно землі (в сухому стані) – 50 кВ

Випробувальна напруга промислової частоти на контактах – 50 кВ

Діапазон робочих значень температури
навколишнього повітря – від -40 (-60) °С до +55 °С

Відносна вологість повітря – 0-100%

Висота над рівнем моря –3000 м

Маса комутаційного модуля –100 кг

Характеристики шафи РС-10:

Направлений струмовий захист, захист від замикань на землю, захист зворотної послідовності.

Незалежний вибір характеристик для уставок направлених захистів для максимальної гнучкості.

Функція чутливого захисту від замикань на землю (SEF) з порогом чутливості 200 мА.

Захист по струму зворотної послідовності, що дозволяє розпізнати обрив проводу, і бокування ввімкнення при наявності напруги на стороні навантаження.

Повний набір інструментів контролю і реєстрації якості електроенергії.

Автоматичне частотне розвантаження та захист від підвищення частоти.

Інтелектуальні алгоритми автоматичного вводу резерву.

Функції синхронізації і автосинхронізації джерел живлення для підключення схем розподільчої генерації і відновлювальних джерел енергії в спільну енергосистему.

Налаштовувана логіка і функція вільного програмування на базі стандарту IEC61499.

Журнал ввімкнень та вимкнень і журнал подій, який можна переглядати на великому РК-дисплеї. Це дозволяє отримувати детальні дані про роботу реклоузера, враховуючи тип пошкодження лінії, струм спрацювання і навіть відстань до пошкодження.

Детальний журнал подій для всієї історії роботи пристрою і зміни налаштувань, доступний як через локальну панель керування, так і за допомогою програмного забезпечення CMS.

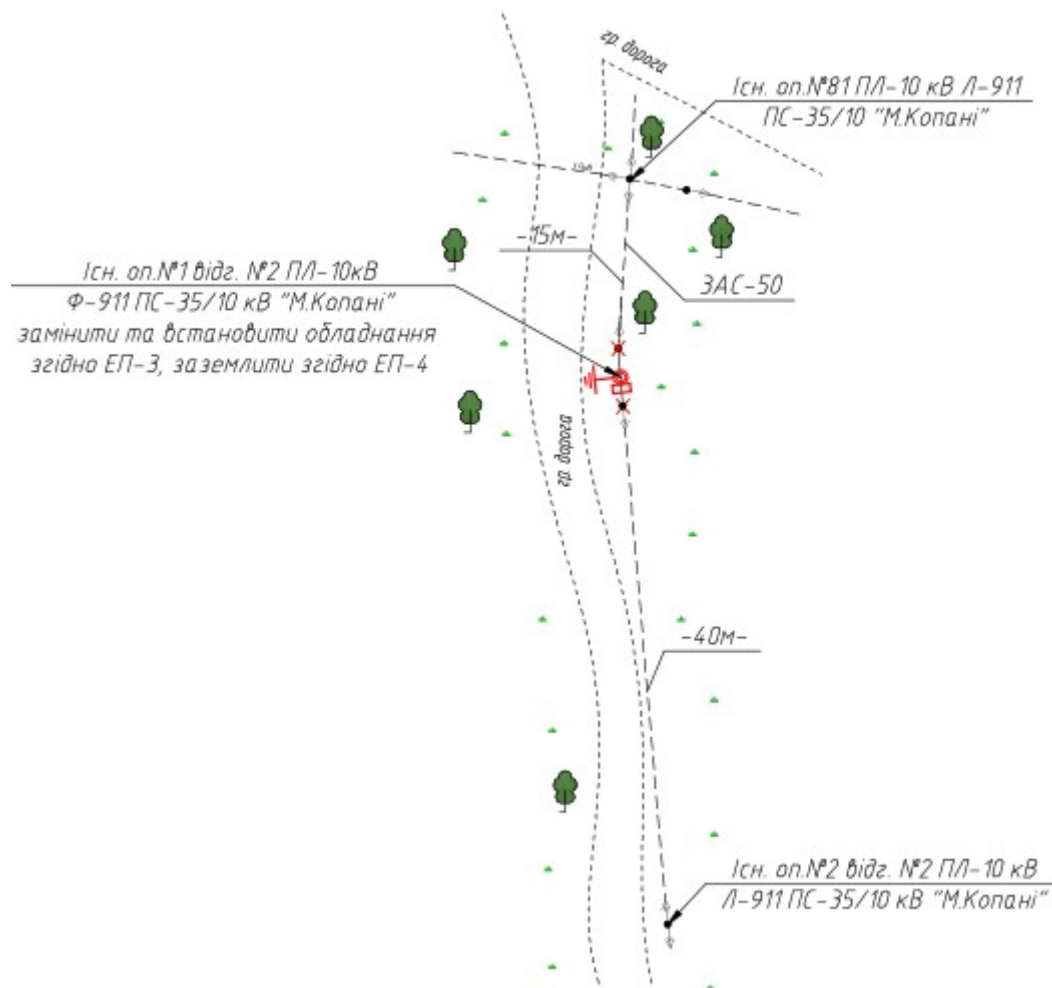
Можливість перегляду значень напруги, величини струму і потужності на панелі керування в режимі реального часу.

В журналі профіля навантаження записи реєструються із заданою користувачем періодичністю.

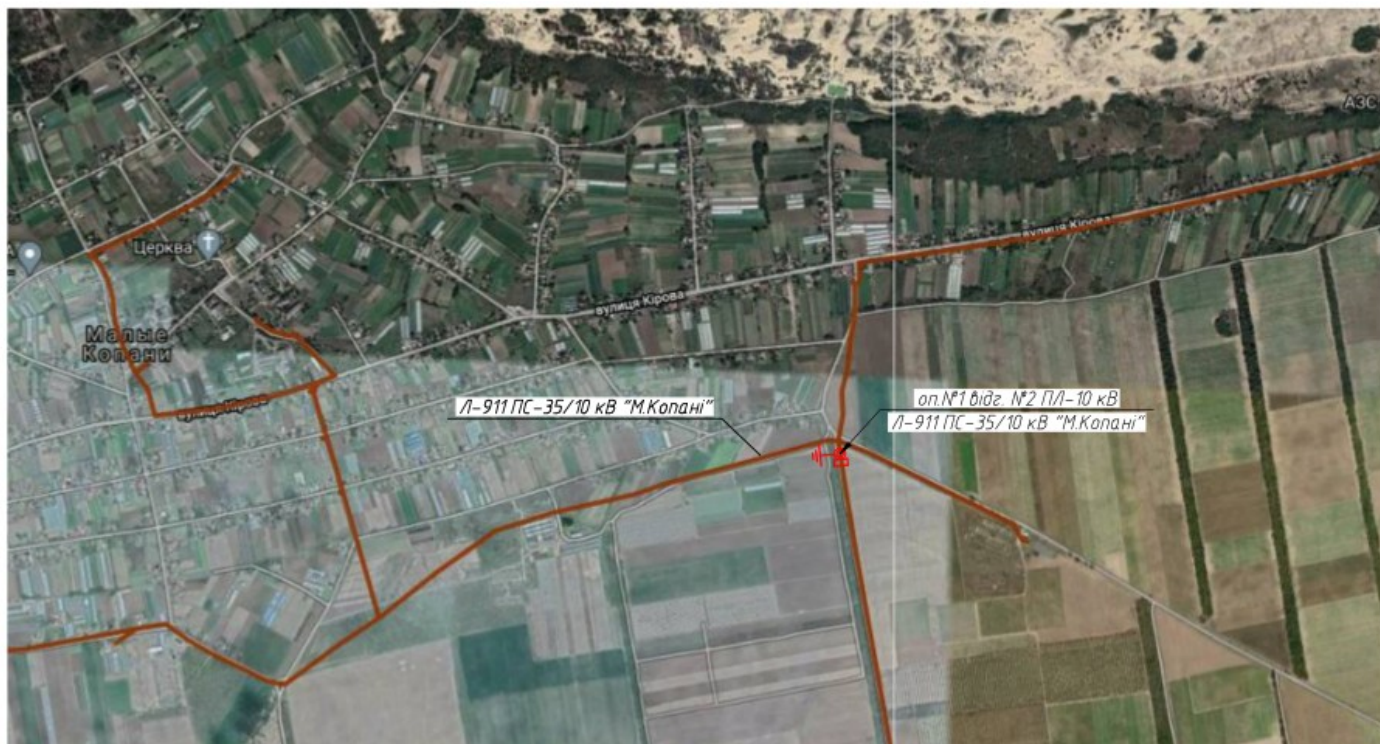
Вбудований термінал RTU дозволяє реалізувати протоколи зв'язку DNP3, DNP3-SA, DNP3 over IP, IEC 61850 MMS і GOOSE, IEC 60870-5-101/104, а також власні протоколи NOJA Power.

Інноваційний та безпечний безпроводний контроль роботи пристрою.

План-схема встановлення реклоузера згідно робочого проекту



Ситуаційний план встановлення реклоузера згідно робочого проекту



Розрахунок економічного ефекту

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-911 ПС 35/10 "М.Копані" Голопристанського району Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки частина фідеру до реклоузера буде менше разів вимикатися та збільшиться швидкість на пошук пошкоджень.

2. Зниження витрат на пошук пошкодження.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}} .$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження операційних витрат, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$794/2 \cdot 200 + 26/2 \cdot 400 = 79,4 \text{ тис. грн.}$$

2. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі останніх 3-х років в період з 01.01.2018 по 01.01.2021 ПЛ-10кВ Ф-911 аварійно вимикалась 24 разів і сумарна тривалість відключень склала 3497 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 2816 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{3497_{\text{хв}} \cdot 2816}{60_{\text{хв}} \cdot 2} = 82063_{\text{кВт}} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	82063	1,4	114,89
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			114,89

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
79,4	114,89	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
869,21	194,89	4,5

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 194,89 тис. грн. (без ПДВ). Очікуваний термін окупності складе — 4,5 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 495 тис. грн (без ПДВ).

9.5. Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-8545 від ПС-35/10 кВ “Мирная” Каланчацького району Херсонської області

Для підвищення надійності електропостачання мереж 10 кВ, локалізації пошкодженої ділянки та зменшення простою споживачів компанії без електроенергії, планується у рамках Інвестиційної програми на 2022 рік провести реконструкцію ПЛ-10 кВ Ф-8545 від ПС-35/10 кВ “Мирная” протяжністю 11,92 км, інв.№009809, введеного в експлуатацію в 1978р, шляхом встановлення пункту автоматичного секціонування, а саме реклоузера типу OSM15-16-800/310/312 виробництва компанії NOJA Power на існуючий опорі №1 відг.№2, при чому планується передбачити функцію телемеханіки з можливістю телекерування. Відстань до найвіддаленішої частини ПЛ від бази Новокаховського ВДРМ становить біля 26,5 км. Споживачі I та II категорії надійності електропостачання відсутні, але вищезазначена ПЛ живить значну кількість соціально важливих споживачів, серед них: 732 побутових та 38 юридичних споживачів.

Слід зауважити, що реклоузер - це багатофункціональний зовнішній комутуючий пристрій, який аналізує стан електричної мережі і виконує автоматичне відключення ліній (секціонування мережі) при виникненні на них аварійних ситуацій, автоматичне повторне включення цих ліній і, при необхідності, підключення резервного джерела живлення споживачів (резервування ПЛ). Основною метою заходу реконструкції ПЛ зі встановленням реклоузера є її секціонування, а саме розподіл повітряної лінії на секції з можливістю виведення з експлуатації на час ліквідації аварії тільки окремої, невеликої аварійної ділянки.

Кількість технологічних порушень, зафіксованих на ПЛ-10 кВ Ф-8545 від ПС-35/10 кВ “Мирная” протягом 3-ох останніх років (2018-2020р) становить 6 шт. Індекс середньої тривалості відключень SAIDI у розрізі товариства у період з 2018 по 2021 р. становить 0,118%. Основним завданням вказаного заходу на 2022 рік Інвестиційної програми є зменшення частки SAIDI до прогнозного значення

0,0413%. Це зменшення досягається шляхом розташування реклоузера таким чином, що електропостачання споживачів, які знаходяться на ділянці ПЛ-10кВ до реклоузера, не припиниться у разі пошкоджень на ділянці після реклоузера. Крім того, реалізація даного заходу дозволить зменшити час пошуку, локалізації та усунення аварійних пошкоджень на ПЛ-10кВ, адже ремонтна бригада заздалегідь знатиме, на якій ділянці виникла аварійна ситуація в електричній мережі та не витратитиме час на пошук на ділянці до місця встановлення реклоузера.

Показники	До встановлення реклоузера	Після встановлення реклоузера	
		4,81 км	7,11 км
довжина лінії, км	11,92 км	4,81 км	7,11 км
ТП, які живляться від даної лінії, шт	10	8	2
кількість споживачів, шт	770	766	4
споживання, кВт · год	2334	2310	24
Навантаження, МВт	0,286	0,228	0,058

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 880,22 тис. грн (без ПДВ), «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-8545 від ПС-35/10 кВ “Мирная” Каланчацького району Херсонської області», затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Відповідно до розробленого робочого проекту передбачено наступний обсяг робіт:

– реконструкція існуючого фідеру №8545 від ПС-35/10 “Мирная”, в частині встановлення реклоузера для можливості сенкціонування ПЛ з заміною існуючої опори №1 відг.№2;

- демонтаж існуючого роз'єднувача Р-58;

- обладнання реклоузера функцією телемеханіки з можливістю телекерування;

- обладнання реклоузера охоронною сигналізацією типу ППК Грифон-21 із звуковим сигналом з підключенням до неї датчиків відкриття дверей шаф ТМ та РЗА;

- обладнання РЗА та “КП ТМ СКАТ” реклоузера дообладнати реле контролю наявності живлення кіл керування;

- розрахунок уставок захисту РП-10 кВ ПС-35/10 “Мирная”;
- складання карти селективності розрахованих та існуючих уставок захисту РП-10 кВ Ф-8545 ПС-35/10 “Мирная”.

Монтаж реклоузера виконується на одній залізобетонній стійці типу СК 105-14.

Кріплення проводу на стійці опорної конструкції для встановлення реклоузера виконати за допомогою штирьових ізоляторів. План установки реклоузера див. креслення комплекту ЕП.

Реклоузер 10 кВ OSM-15 виробництва NOJA POWER. До складу реклоузера входять, шафа керування RC-10 з промисловим 3G маршрутизатором GWR-I352 з антеною JCG821.

Для організації оперативного живлення обладнання реклоузера 10 кВ передбачається установка двох трансформаторів власних потреб VT11/220-03 volten для двостороннього живлення реклоузера. Трансформатори включені в комплект поставки реклоузера.

Для захисту OSM-15 від перенапруг передбачається установка комплекту обмежувачів перенапруги 10кВ типу AZBD 151. Обмежувачі перенапруги монтуються на тіло реклоузера або на кронштейн КР10.

Ошиновка реклоузера та ТВП виконується СІП-3 1х50.

За вимогами безпеки для організації видимого розриву на стійках сусідніх опор встановлюються два лінійних роз'єднувача РЛНДз-10/400У1. Роз'єднувачі монтуються на анкерних опорах на базі стійок СК105-14.

Технічні характеристики реклоузера:

Тип реклоузера – OSM15-16-800

Модель – 310

Струмовимірювальна апаратура – 3 х трансформатори струму

Апаратура вимірювання напруги – 6 датчиків напруги

Найбільша робоча напруга – 15,5 кВ

Номинальний струм – 800 А

Номинальний струм ввімкнення – 16 кА

Струм електродинамічної стійкості – 40 кА

Номинальний струм вимкнення – 16 кА

Механічний ресурс циклів «ВВ» – 30000

Ресурс по комутаційній стійкості при номінальному струмі вимкнення – 70

Струм термічної стійкості – 16 кА/3 с

Струм заряду кабеля – 25 А

Струм заряду лінії – 5А

Випробувальна напруга грозового імпульсу відносно землі і між фазами – 110 кВ

Випробувальна напруга грозового імпульсу на контактах – 110 кВ

Випробувальна напруга промислової частоти відносно землі (в сухому стані) – 50 кВ

Випробувальна напруга промислової частоти на контактах – 50 кВ

Діапазон робочих значень температури

навколишнього повітря – від -40 (-60) °С до +55 °С

Відносна вологість повітря – 0-100%

Висота над рівнем моря – 3000 м

Маса комутаційного модуля – 100 кг

Характеристики шафи RC-10:

Направлений струмовий захист, захист від замикань на землю, захист зворотної послідовності.

Незалежний вибір характеристик для уставок направлених захистів для максимальної гнучкості.

Функція чутливого захисту від замикань на землю (SEF) з порогом чутливості 200 мА.

Захист по струму зворотної послідовності, що дозволяє розпізнати обрив проводу, і бокування ввімкнення при наявності напруги на стороні навантаження.

Повний набір інструментів контролю і реєстрації якості електроенергії.

Автоматичне частотне розвантаження та захист від підвищення частоти.

Інтелектуальні алгоритми автоматичного вводу резерву.

Функції синхронізації і автосинхронізації джерел живлення для підключення схем розподільчої генерації і відновлювальних джерел енергії в спільну енергосистему.

Налаштовувана логіка і функція вільного програмування на базі стандарту IEC61499.

Журнал ввімкнень та вимкнень і журнал подій, який можна переглядати на великому РК-дисплеї. Це дозволяє отримувати детальні дані про роботу реклоузера, враховуючи тип пошкодження лінії, струм спрацювання і навіть відстань до пошкодження.

Детальний журнал подій для всієї історії роботи пристрою і зміни налаштувань, доступний як через локальну панель керування, так і за допомогою програмного забезпечення CMS.

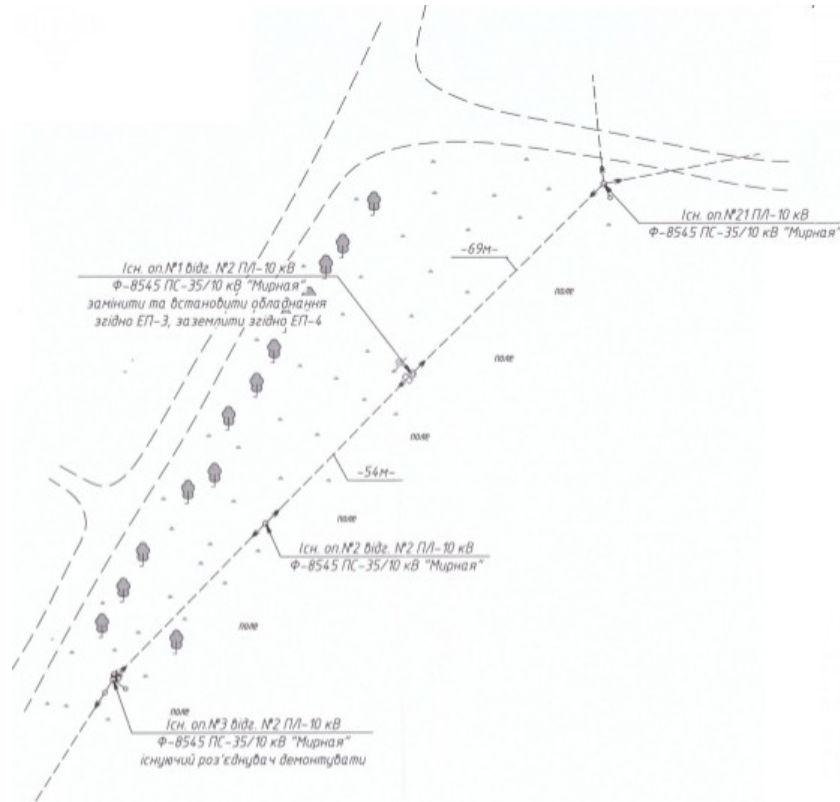
Можливість перегляду значень напруги, величини струму і потужності на панелі керування в режимі реального часу.

В журналі профіля навантаження записи реєструються із заданою користувачем періодичністю.

Вбудований термінал RTU дозволяє реалізувати протоколи зв'язку DNP3, DNP3-SA, DNP3 over IP, IEC 61850 MMS і GOOSE, IEC 60870-5-101/104, а також власні протоколи NOJA Power.

Інноваційний та безпечний безпроводний контроль роботи пристрою.

План-схема встановлення реклоузера згідно робочого проекту



Ситуаційний план встановлення реклоузера згідно робочого проекту



Розрахунок економічного ефекту

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10 кВ Ф-8545 від ПС-35/10 кВ "Мирная" Каланчацького району Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки частина фідеру до реклоузера буде менше разів вимикатися та збільшиться швидкість на пошук пошкоджень.

2. Зниження витрат на пошук пошкодження.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження операційних витрат, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$732/2 \cdot 200 + 38/2 \cdot 400 = 80,8 \text{ тис. грн.}$$

2. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі останніх 3-х років в період з 01.01.2018 по 01.01.2021 ПЛ-10кВ Ф-8545 аварійно вимикалась 6 рази і сумарна тривалість відключень склала 4121 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 2334 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{\frac{4121 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 2334}{2} = 80153 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	80153	1,4	112,21
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			112,21

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
80,8	112,21	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
880,22	193,01	4,6

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 193,01 тис. грн. (без ПДВ). Очікуваний термін окупності складе — 4,6 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 495 тис. грн (без ПДВ).

9.6. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-483 від ПС-35/10 "Благодатська" в с.Благодатне Іванівського району Херсонської області

Для підвищення надійності електропостачання мереж 10 кВ, локалізації пошкодженої ділянки та зменшення простою споживачів компанії без електроенергії, планується у рамках Інвестиційної програми на 2022 рік провести реконструкцію ПЛ-10кВ Ф-483 від ПС-35/10 "Благодатська" протяжністю 24,22 км, інв.№011382, введеного в експлуатацію в 1970р, шляхом встановлення пункту автоматичного секціонування, а саме реклоузери типу OSM15-16-800/310/312 виробництва компанії NOJA Power на існуючий опорі №111, при чому планується передбачити функцію телемеханіки з можливістю телекерування. Відстань до найвіддаленішої частини ПЛ від бази Іванівського ВДРМ становить біля 25 км. Споживачі I та II категорії надійності електропостачання відсутні, але вищезазначена ПЛ живить значну кількість

соціально важливих споживачів, серед них: 315 споживачів, ЗОШ, свердловина, дитячий садок, пекарня, насосна станція, магазини тощо.

Слід зауважити, що реклоузер - це багатофункціональний зовнішній комутуючий пристрій, який аналізує стан електричної мережі і виконує автоматичне відключення ліній (секціонування мережі) при виникненні на них аварійних ситуацій, автоматичне повторне включення цих ліній і, при необхідності, підключення резервного джерела живлення споживачів (резервування ПЛ). Основною метою заходу реконструкції ПЛ зі встановленням реклоузера є її секціонування, а саме розподіл повітряної лінії на секції з можливістю виведення з експлуатації на час ліквідації аварії тільки окремої, невеликої аварійної ділянки.

Кількість технологічних порушень, зафіксованих на ПЛ-10кВ Ф-483 від ПС-35/10 "Благодатська" протягом 3-ох останніх років (2018-2020р) становить 15 шт. Індекс середньої тривалості відключень SAIDI у розрізі товариства у період з 2018 по 2021 р. становить 0,07%. Основним завданням вказаного заходу на 2022 рік Інвестиційної програми є зменшення частки SAIDI до прогнозного значення 0,0175%. Це зменшення досягається шляхом розташування реклоузера таким чином, що електропостачання споживачів, які знаходяться на ділянці ПЛ-10кВ до реклоузера, не припиниться у разі пошкоджень на ділянці після реклоузера. Крім того, реалізація даного заходу дозволить зменшити час пошуку, локалізації та усунення аварійних пошкоджень на ПЛ-10кВ, адже ремонтна бригада заздалегідь знатиме, на якій ділянці виникла аварійна ситуація в електричній мережі та не витратитиме час на пошук на ділянці до місця встановлення реклоузера.

Показники	До встановлення реклоузера	Після встановлення реклоузера	
		10,11 (42% від загальної довжини ПЛ)	14,11 (58% від загальної довжини ПЛ)
довжина лінії, км	24,22 км		
ТП, які живляться від даної лінії, шт	10	3	7
кількість споживачів, шт	315	254	61
споживання, кВт · год	1405	263,4	1141,6
Навантаження, МВт	0,223	0,094	0,129

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було

виготовлено проект на суму 927,55 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-483 від ПС-35/10 "Благодатська" в с.Благодатне Іванівського району Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючого стояка опори №111 Л-483 ПЛ-10 кВ ПС-35/10 кВ “Благодатна” на стояк опори типу СК105-14 (з переобладнання кріплення з роз’єднувачем, реклоузером з функцією телемеханіки і можливістю телекерування, а також іншим електрообладнанням, в т.ч. шафи керування РС-10, “КП СКАТ ТП”; проектом також передбачено обладнання охоронної сигналізації типу “ТПК Грифон-21” зі звуковим сигналом та підключенням до неї датчиків відкриття дверцят шафи керування РС-10 та “КП СКАТ ТП” (шафа керування РС-10 та “КП СКАТ ТП” дообладнюється функцією контролю наявності живлення кіл керування);

- розрахунок струмів короткого замикання лінії Л-483 РП-10 кВ ПС-35/10 кВ “Благодатна”;

- вибір та перевірка реклоузера;

- розрахунок струмів (установок) спрацювання захисту реклоузера, що встановлюється на опорі №111 Л-483 ПЛ-10 кВ ПС-35/10 “Благодатна”; визначення чутливості та погодження захисту (МСЗ) реклоузера та захисту (МСЗ) лінії Л-483 РП-10 кВ ПС-35/10 кВ “Благодатна”.

Монтаж реклоузера виконується на одній залізобетонній стійці типу СК 105-14.

Кріплення проводу на стійці опорної конструкції для встановлення реклоузера виконати за допомогою штирьових ізоляторів. План установки реклоузера див. креслення комплекту ЕП.

Реклоузер 10 кВ OSM-15 виробництва NOJA POWER. До складу реклоузера входять, шафа керування РС-10 з промисловим 3G маршрутизатором GWR-I352 з антеною JCG821.

Для організації оперативного живлення обладнання реклоузера 10 кВ передбачається установка двох трансформаторів власних потреб VT11/220-03 volten для двостороннього живлення реклоузера. Трансформатори включені в комплект поставки реклоузера.

Для захисту OSM-15 від перенапруг передбачається установка комплекту обмежувачів перенапруги 10кВ типу AZBD 151. Обмежувачі перенапруги монтуються на тіло реклоузера або на кронштейн КР10.

Ошиновка реклоузера та ТВП виконується СПП-3 1х50.

За вимогами безпеки для організації видимого розриву на стійках сусідніх опор встановлюються два лінійних роз’єднувача РЛНДз-10/400У1. Роз’єднувачі монтуються на анкерних опорах на базі стійок СК105-14.

Технічні характеристики реклоузера:

Тип реклоузера –OSM15-16-800

Модель –310

Струмовимірювальна апаратура – 3 х трансформатори струму

Апаратура вимірювання напруги – 6 датчиків напруги

Найбільша робоча напруга – 15,5 кВ

Номинальний струм – 800 А

Номинальний струм ввімкнення – 16 кА

Струм електродинамічної стійкості – 40 кА

Номинальний струм вимкнення – 16 кА

Механічний ресурс циклів «ВВ» – 30000

Ресурс по комутаційній стійкості при
номинальному струмі вимкнення – 70

Струм термічної стійкості – 16 кА/3 с

Струм заряду кабеля – 25 А

Струм заряду лінії – 5А

Випробувальна напруга грозового
імпульсу відносно землі і між фазами – 110 кВ

Випробувальна напруга грозового
імпульсу на контактах – 110 кВ

Випробувальна напруга промислової
частоти відносно землі (в сухому стані) – 50 кВ

Випробувальна напруга промислової частоти на контактах – 50 кВ

Діапазон робочих значень температури
навколишнього повітря – від -40 (-60) °С до +55 °С

Відносна вологість повітря – 0-100%

Висота над рівнем моря – 3000 м

Маса комутаційного модуля – 100 кг

Характеристики шафи РС-10:

Направлений струмовий захист, захист від замикань на землю, захист зворотної послідовності.

Незалежний вибір характеристик для уставок направлених захистів для максимальної гнучкості.

Функція чутливого захисту від замикань на землю (SEF) з порогом чутливості 200 мА.

Захист по струму зворотної послідовності, що дозволяє розпізнати обрив проводу, і бокування ввімкнення при наявності напруги на стороні навантаження.

Повний набір інструментів контролю і реєстрації якості електроенергії.

Автоматичне частотне розвантаження та захист від підвищення частоти.

Інтелектуальні алгоритми автоматичного вводу резерву.

Функції синхронізації і автосинхронізації джерел живлення для підключення схем розподільчої генерації і відновлювальних джерел енергії в спільну енергосистему.

Налаштовувана логіка і функція вільного програмування на базі стандарту IEC61499.

Журнал ввімкнень та вимкнень і журнал подій, який можна переглядати на великому РК-дисплеї. Це дозволяє отримувати детальні дані про роботу реклоузера, враховуючи тип пошкодження лінії, струм спрацювання і навіть відстань до пошкодження.

Детальний журнал подій для всієї історії роботи пристрою і зміни налаштувань, доступний як через локальну панель керування, так і за допомогою програмного забезпечення CMS.

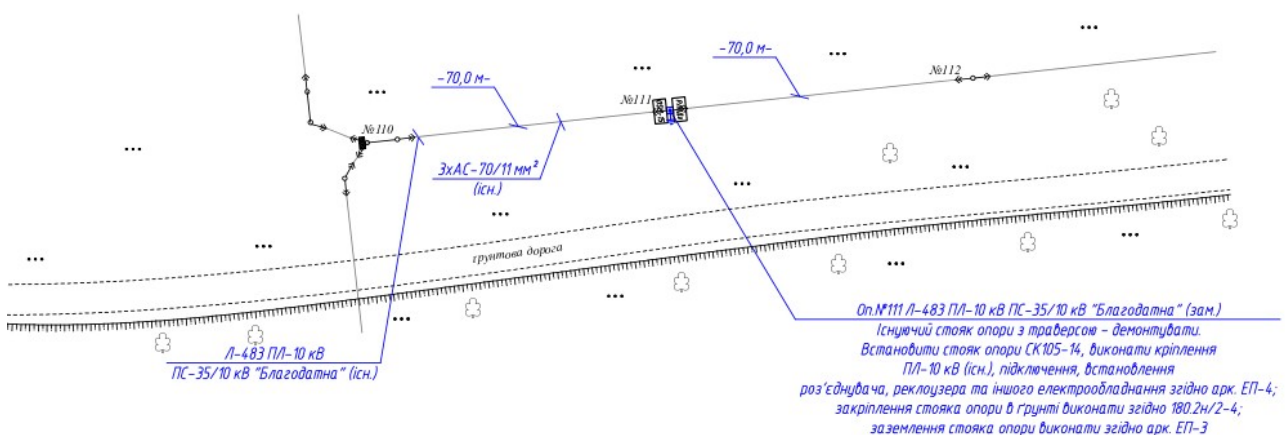
Можливість перегляду значень напруги, величини струму і потужності на панелі керування в режимі реального часу.

В журналі профіля навантаження записи реєструються із заданою користувачем періодичністю.

Вбудований термінал RTU дозволяє реалізувати протоколи зв'язку DNP3, DNP3-SA, DNP3 over IP, IEC 61850 MMS і GOOSE, IEC 60870-5-101/104, а також власні протоколи NOJA Power.

Інноваційний та безпечний безпроводний контроль роботи пристрою.

План-схема встановлення реклоузера згідно робочого проекту



Розрахунок економічного ефекту

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-483 від ПС-35/10 "Благодатська" в с.Благодатне Іванівського району Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки частина фідеру до реклоузера буде менше разів вимикатися та збільшиться швидкість на пошук пошкоджень.

2. Зниження витрат на пошук пошкодження.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій

визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження операційних витрат, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$285/2 \cdot 200 + 30/2 \cdot 400 = 34,5 \text{ тис. грн.}$$

2. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі останніх 3-х років в період з 01.01.2018 по 01.01.2021 ПЛ-10кВ Ф-483 аварійно вимикалась 24 разів і сумарна тривалість відключень склала 2560 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 1405 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{\frac{2560 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 1405}{2} = 29973 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Невідпуск електроенергії	29973	1,4	41,96
Всього за невідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			41,96

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
34,5	41,96	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
927,55	76,46	12,1

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 76,46 тис. грн. (без ПДВ). Очікуваний термін окупності складе — 12,1 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 495 тис. грн (без ПДВ).

9.7. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-612 від ПС-150/35/10 "Новотроїцька", смт. Новотроїцьке Новотроїцького району Херсонської області

Для підвищення надійності електропостачання мереж 10 кВ, локалізації пошкодженої ділянки та зменшення простою споживачів компанії без електроенергії, планується у рамках Інвестиційної програми на 2022 рік провести реконструкцію ПЛ-10 кВ Ф-612 від ПС-150/35/10 "Новотроїцька" протяжністю 12,772 км, інв.№012509, введеного в експлуатацію в 1959р, шляхом встановлення пункту автоматичного секціонування, а саме реклоузеру типу OSM15-16-800/310/312 виробництва компанії NOJA Power на існуючій опорі №68, при чому планується передбачити функцію телемеханіки з можливістю телекерування. Відстань до найвіддаленішої частини ПЛ від бази Новотроїцького ВДРМ становить близько 13 км. На даній ПЛ споживачі I категорії надійності електропостачання відсутні, але є 3 споживача II категорії надійності, 147 споживачів III категорії надійності та 1278 побутових споживачів.

Слід зауважити, що реклоузер - це багатофункціональний зовнішній комутуючий пристрій, який аналізує стан електричної мережі і виконує автоматичне відключення ліній (секціонування мережі) при виникненні на них аварійних ситуацій, автоматичне повторне включення цих ліній і, при необхідності, підключення резервного джерела живлення споживачів

(резервування ПЛ). Основною метою заходу реконструкції ПЛ зі встановленням реклоузера є її секціонування, а саме розподіл повітряної лінії на секції з можливістю виведення з експлуатації на час ліквідації аварії тільки окремої, невеликої аварійної ділянки.

Кількість технологічних порушень, зафіксованих на ПЛ-10кВ Ф-612 від ПС-150/35/10 "Новотроїцька" протягом 3-ох останніх років (2018-2020р) становить 23 шт. Індекс середньої тривалості відключень SAIDI у розрізі товариства у період з 2018 по 2021 р. становить 0,389%. Основним завданням вказаного заходу на 2022 рік Інвестиційної програми є зменшення частки SAIDI до прогнозного значення 0,09725%. Це зменшення досягається шляхом розташування реклоузера таким чином, що електропостачання споживачів, які знаходяться на ділянці ПЛ-10кВ до реклоузера, не припиняться у разі пошкоджень на ділянці після реклоузера. Крім того, реалізація даного заходу дозволить зменшити час пошуку, локалізації та усунення аварійних пошкоджень на ПЛ-10кВ, адже ремонтна бригада заздалегідь знатиме, на якій ділянці виникла аварійна ситуація в електричній мережі та не витратиме час на пошук на ділянці до місця встановлення реклоузера.

Показники	До встановлення реклоузера	Після встановлення реклоузера	
		7.922 км	4.85 км
довжина лінії, км	12,772 км	7.922 км	4.85 км
ТП, які живляться від даної лінії, шт	30	18	12
кількість споживачів, шт	1430	749	681
споживання, кВт · год	1405	772,75	632,25
Навантаження, МВт	1,912	1,147	0,765

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 898,49 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-612 від ПС-150/35/10 "Новотроїцька", смт. Новотроїцьке Новотроїцького району Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція ПЛ-10кВ Ф-612 від ПС-150/35/10 "Новотроїцька" в частині встановлення реклоузера для можливості секціонування ПЛ з заміною існуючої опори №68;
- обладнання реклоузера функцією телемеханіка з можливістю телекерування;

- обладнання реклоузера охороною сигналізацією типу ППК Грифон-21 із звуковим сигналом з підключенням до неї датчиків відкриття дверей шаф ТМ та РЗА;

- обладнання РЗА та “КП ТМ СКАТ” реклоузера дообладнати реле контролю наявності живлення кіл керування;

- розрахунок уставок захисту РП-10 кВ ПС-150/35/10 “Новотроїцька”;

- складання карти селективності розрахованих та існуючих уставок захисту РП-10 кВ Ф-612 ПС-150/35/10 “Новотроїцька”.

Монтаж реклоузера виконується на одній залізобетонній стійці типу СК 105-14.

Кріплення проводу на стійці опорної конструкції для встановлення реклоузера виконати за допомогою штирьових ізоляторів. План установки реклоузера див. креслення комплекту ЕП.

Реклоузер 10 кВ OSM-15 виробництва NOJA POWER. До складу реклоузера входять, шафа керування RC-10 з промисловим 3G маршрутизатором GWR-I352 з антеною JCG821.

Для організації оперативного живлення обладнання реклоузера 10 кВ передбачається установка двох трансформаторів власних потреб VT11/220-03 volten для двостороннього живлення реклоузера. Трансформатори включені в комплект поставки реклоузера.

Для захисту OSM-15 від перенапруг передбачається установка комплекту обмежувачів перенапруги 10кВ типу AZBD 151. Обмежувачі перенапруги монтуються на тіло реклоузера або на кронштейн КР10.

Ошиновка реклоузера та ТВП виконується СІП-3 1х50.

За вимогами безпеки для організації видимого розриву на стійках сусідніх опор встановлюються два лінійних роз'єднувача РЛНДз-10/400У1. Роз'єднувачі монтуються на анкерних опорах на базі стійок СК105-14.

Технічні характеристики реклоузера:

Тип реклоузера – OSM15-16-800

Модель – 310

Струмвимірювальна апаратура – 3 х трансформатори струму

Апаратура вимірювання напруги – 6 датчиків напруги

Найбільша робоча напруга – 15,5 кВ

Номінальний струм – 800 А

Номінальний струм ввімкнення – 16 кА

Струм електродинамічної стійкості – 40 кА

Номінальний струм вимкнення – 16 кА

Механічний ресурс циклів «ВВ» – 30000

Ресурс по комутаційній стійкості при номінальному струмі вимкнення – 70

Струм термічної стійкості – 16 кА/3 с

Струм заряду кабеля – 25 А

Струм заряду лінії – 5А

Випробувальна напруга грозового імпульсу відносно землі і між фазами – 110 кВ
Випробувальна напруга грозового імпульсу на контактах – 110 кВ
Випробувальна напруга промислової частоти відносно землі (в сухому стані) – 50 кВ
Випробувальна напруга промислової частоти на контактах – 50 кВ
Діапазон робочих значень температури навколишнього повітря – від -40 (-60) °С до +55 °С
Відносна вологість повітря – 0-100%
Висота над рівнем моря – 3000 м
Маса комутаційного модуля – 100 кг
Характеристики шафи RC-10:

Направлений струмовий захист, захист від замикань на землю, захист зворотної послідовності.

Незалежний вибір характеристик для уставок направлених захистів для максимальної гнучкості.

Функція чутливого захисту від замикань на землю (SEF) з порогом чутливості 200 мА.

Захист по струму зворотної послідовності, що дозволяє розпізнати обрив проводу, і бокування ввімкнення при наявності напруги на стороні навантаження.

Повний набір інструментів контролю і реєстрації якості електроенергії.

Автоматичне частотне розвантаження та захист від підвищення частоти.

Інтелектуальні алгоритми автоматичного вводу резерву.

Функції синхронізації і автосинхронізації джерел живлення для підключення схем розподільчої генерації і відновлювальних джерел енергії в спільну енергосистему.

Налаштовувана логіка і функція вільного програмування на базі стандарту IEC61499.

Журнал ввімкнень та вимкнень і журнал подій, який можна переглядати на великому РК-дисплеї. Це дозволяє отримувати детальні дані про роботу реклоузера, враховуючи тип пошкодження лінії, струм спрацювання і навіть відстань до пошкодження.

Детальний журнал подій для всієї історії роботи пристрою і зміни налаштувань, доступний як через локальну панель керування, так і за допомогою програмного забезпечення CMS.

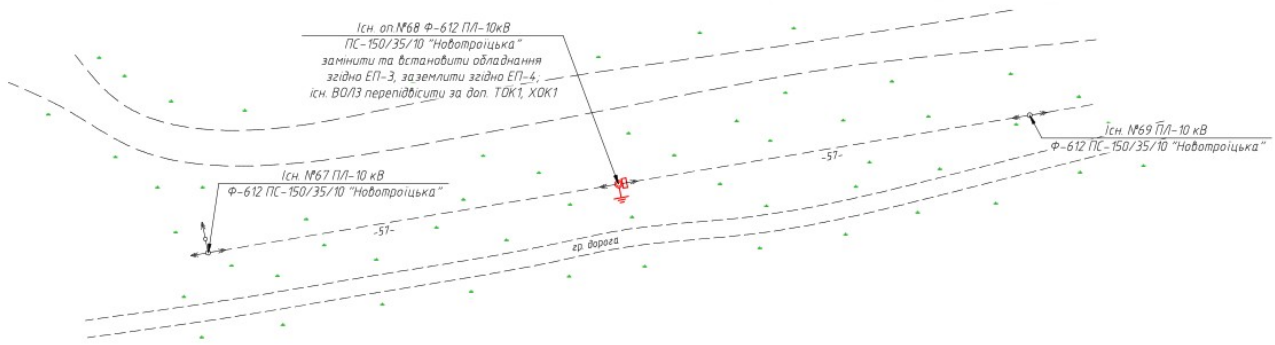
Можливість перегляду значень напруги, величини струму і потужності на панелі керування в режимі реального часу.

В журналі профіля навантаження записи реєструються із заданою користувачем періодичністю.

Вбудований термінал RTU дозволяє реалізувати протоколи зв'язку DNP3, DNP3-SA, DNP3 over IP, IEC 61850 MMS і GOOSE, IEC 60870-5-101/104, а також власні протоколи NOJA Power.

Інноваційний та безпечний безпроводний контроль роботи пристрою.

План-схема встановлення реклоузера згідно робочого проекту



Ситуаційний план встановлення реклоузера згідно робочого проекту



Розрахунок економічного ефекту

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-612 від ПС-150/35/10 "Новотроїцька", смт. Новотроїцьке Новотроїцького району Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки частина фідеру до реклоузера буде менше разів вимикатися та збільшиться швидкість на пошук пошкоджень.

2. Зниження витрат на пошук пошкодження.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження операційних витрат, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$1278/2 \cdot 200 + 150/2 \cdot 400 = 157,8 \text{ тис. грн.}$$

2. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі останніх 3-х років в період з 01.01.2018 по 01.01.2021 ПЛ-10кВ Ф-612 аварійно вимикалась 34 рази і сумарна тривалість відключень склала 4071 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 6298 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{\frac{4071 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 6298}{2} = 213660 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	213660	1,4	299,12
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			299,12

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
157,8	299,12	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
898,49	456,92	2

Таким чином сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2022 рік, становитиме – 456,92 тис. грн. (без ПДВ). Очікуваний термін окупності складе — 2 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 495 тис. грн (без ПДВ).

9.8. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-614 від ПС-150/35/10 "Новотроїцька", смт. Новотроїцьке Новотроїцького району Херсонської області

Для підвищення надійності електропостачання мереж 10 кВ, локалізації пошкодженої ділянки та зменшення простою споживачів компанії без електроенергії, планується у рамках Інвестиційної програми на 2022 рік провести реконструкцію ПЛ-10 кВ Ф-614 від ПС-150/35/10 "Новотроїцька" протяжністю 7,51 км, інв.№012500, введеного в експлуатацію в 1973р, шляхом встановлення пункту автоматичного секціонування, а саме реклоузери типу OSM15-16-800/310/312 виробництва компанії NOJA Power на існуючий опорі №43, при чому планується передбачити функцію телемеханіки з можливістю телекерування. Відстань до найвіддаленішої частини ПЛ від бази Новотроїцького ВДРМ становить близько 10 км. Споживачі I та II категорії

надійності електропостачання відсутні, але вищезазначена ПЛ живить значну кількість соціально важливих споживачів, серед них: 1281 споживачів, свердловина, головне управління Національної поліції в Херсонській області, стаціонар лікарні, токарний цех, військомат, кафе, магазини тощо.

Слід зауважити, що реклоузер - це багатофункціональний зовнішній комутуючий пристрій, який аналізує стан електричної мережі і виконує автоматичне відключення ліній (секціонування мережі) при виникненні на них аварійних ситуацій, автоматичне повторне включення цих ліній і, при необхідності, підключення резервного джерела живлення споживачів (резервування ПЛ). Основною метою заходу реконструкції ПЛ зі встановленням реклоузера є її секціонування, а саме розподіл повітряної лінії на секції з можливістю виведення з експлуатації на час ліквідації аварії тільки окремої, невеликої аварійної ділянки.

Кількість технологічних порушень, зафіксованих на ПЛ-10кВ Ф-614 від ПС-150/35/10 "Новотроїцька" протягом 3-ох останніх років (2018-2020р) становить 18 шт. Індекс середньої тривалості відключень SAIDI у розрізі товариства у період з 2018 по 2021 р. становить 0,241%. Основним завданням вказаного заходу на 2022 рік Інвестиційної програми є зменшення частки SAIDI до прогнозного значення 0,0964%. Це зменшення досягається шляхом розташування реклоузера таким чином, що електропостачання споживачів, які знаходяться на ділянці ПЛ-10кВ до реклоузера, не припиниться у разі пошкоджень на ділянці після реклоузера. Крім того, реалізація даного заходу дозволить зменшити час пошуку, локалізації та усунення аварійних пошкоджень на ПЛ-10кВ, адже ремонтна бригада заздалегідь знатиме, на якій ділянці виникла аварійна ситуація в електричній мережі та не витратитиме час на пошук на ділянці до місця встановлення реклоузера.

Показники	До встановлення реклоузера	Після встановлення реклоузера	
довжина лінії, км	7,51 км	1,93 км	2,5 км
ТП, які живляться від даної лінії, шт	10	4	6
кількість споживачів, шт	1281	363	918
споживання, кВт · год	4142	1437	2705
Навантаження, МВт	1,593	0,637	0,956

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 894,14 тис. грн (без ПДВ), "[Реконструкція ПЛ-10кВ](#)

Ф-614 від ПС-150/35/10 "Новотроїцька", смт. Новотроїцьке Новотроїцького району Херсонської області", затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція ПЛ-10кВ Ф-614 від ПС-150/35/10 "Новотроїцька" в частині встановлення реклоузера для можливості секціонування ПЛ з заміною існуючої опори №43;

- обладнання реклоузера функцією телемеханіка з можливістю телекерування;

- обладнання реклоузера охороною сигналізацією типу ППК Грифон-21 із звуковим сигналом з підключенням до неї датчиків відкриття дверей шаф ТМ та РЗА;

- обладнання РЗА та "КП ТМ СКАТ" реклоузера дообладнати реле контролю наявності живлення кіл керування;

- розрахунок уставок захисту РП-10 кВ ПС-150/35/10 "Новотроїцька";

- складання карти селективності розрахованих та існуючих уставок захисту РП-10 кВ Ф-614 ПС-150/35/10 "Новотроїцька".

Монтаж реклоузера виконується на одній залізобетонній стійці типу СК 105-14.

Кріплення проводу на стійці опорної конструкції для встановлення реклоузера виконати за допомогою штирьових ізоляторів. План установки реклоузера див. креслення комплексу ЕП.

Реклоузер 10 кВ OSM-15 виробництва NOJA POWER. До складу реклоузера входять, шафа керування RC-10 з промисловим 3G маршрутизатором GWR-I352 з антеною JCG821.

Для організації оперативного живлення обладнання реклоузера 10 кВ передбачається установка двох трансформаторів власних потреб VT11/220-03 volten для двостороннього живлення реклоузера. Трансформатори включені в комплект поставки реклоузера.

Для захисту OSM-15 від перенапруг передбачається установка комплексу обмежувачів перенапруги 10кВ типу AZBD 151. Обмежувачі перенапруги монтуються на тіло реклоузера або на кронштейн КР10.

Ошиновка реклоузера та ТВП виконується СП-3 1х50.

За вимогами безпеки для організації видимого розриву на стійках сусідніх опор встановлюються два лінійних роз'єднувача РЛНДз-10/400У1. Роз'єднувачі монтуються на анкерних опорах на базі стійок СК105-14.

Технічні характеристики реклоузера:

Тип реклоузера – OSM15-16-800

Модель – 310

Струмвимірювальна апаратура – 3 х трансформатори струму

Апаратура вимірювання напруги – 6 датчиків напруги

Найбільша робоча напруга – 15,5 кВ

Номинальний струм – 800 А

Номинальний струм ввімкнення – 16 кА
Струм електродинамічної стійкості – 40 кА
Номинальний струм вимкнення – 16 кА
Механічний ресурс циклів «ВВ» – 30000
Ресурс по комутаційній стійкості при
номинальному струмі вимкнення – 70
Струм термічної стійкості – 16 кА/3 с
Струм заряду кабеля – 25 А
Струм заряду лінії – 5А
Випробувальна напруга грозового
імпульсу відносно землі і між фазами – 110 кВ
Випробувальна напруга грозового
імпульсу на контактах – 110 кВ
Випробувальна напруга промислової
частоти відносно землі (в сухому стані) – 50 кВ
Випробувальна напруга промислової частоти на контактах – 50 кВ
Діапазон робочих значень температури
навколишнього повітря – від -40 (-60) °С до +55 °С
Відносна вологість повітря – 0-100%
Висота над рівнем моря – 3000 м
Маса комутаційного модуля – 100 кг
Характеристики шафи РС-10:

Направлений струмовий захист, захист від замикань на землю, захист зворотної послідовності.

Незалежний вибір характеристик для уставок направлених захистів для максимальної гнучкості.

Функція чутливого захисту від замикань на землю (SEF) з порогом чутливості 200 мА.

Захист по струму зворотної послідовності, що дозволяє розпізнати обрив проводу, і бокування ввімкнення при наявності напруги на стороні навантаження.

Повний набір інструментів контролю і реєстрації якості електроенергії.

Автоматичне частотне розвантаження та захист від підвищення частоти.

Інтелектуальні алгоритми автоматичного вводу резерву.

Функції синхронізації і автосинхронізації джерел живлення для підключення схем розподільчої генерації і відновлювальних джерел енергії в спільну енергосистему.

Налаштовувана логіка і функція вільного програмування на базі стандарту IEC61499.

Журнал ввімкнень та вимкнень і журнал подій, який можна переглядати на великому РК-дисплеї. Це дозволяє отримувати детальні дані про роботу реклоузера, враховуючи тип пошкодження лінії, струм спрацювання і навіть відстань до пошкодження.

Детальний журнал подій для всієї історії роботи пристрою і зміни налаштувань, доступний як через локальну панель керування, так і за допомогою програмного забезпечення CMS.

Можливість перегляду значень напруги, величини струму і потужності на панелі керування в режимі реального часу.

В журналі профіля навантаження записи реєструються із заданою користувачем періодичністю.

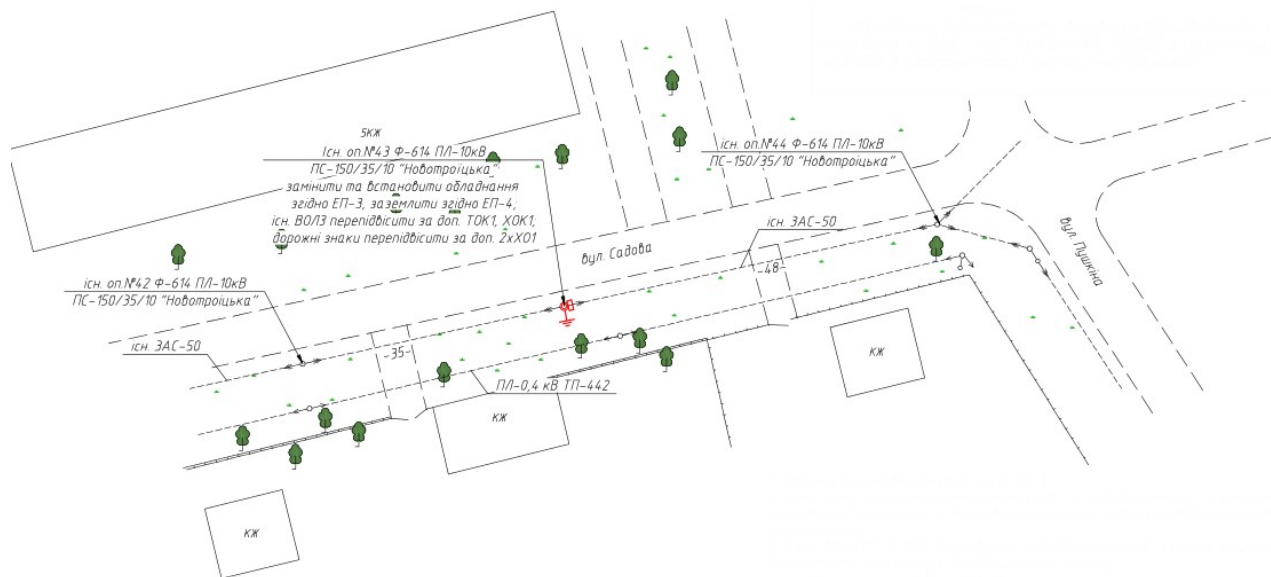
Вбудований термінал RTU дозволяє реалізувати протоколи зв'язку DNP3, DNP3-SA, DNP3 over IP, IEC 61850 MMS і GOOSE, IEC 60870-5-101/104, а також власні протоколи NOJA Power.

Інноваційний та безпечний безпроводний контроль роботи пристрою.

Ситуаційний план встановлення реклоузера згідно робочого проекту



План-схема встановлення реклоузера згідно робочого проекту



Розрахунок економічного ефекту

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-614 від ПС-150/35/10 "Новотроїцька", смт. Новотроїцьке Новотроїцького району Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки частина фідеру до реклоузера буде менше разів вимикатися та збільшиться швидкість на пошук пошкоджень.

2. Зниження витрат на пошук пошкодження.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження операційних витрат, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та

надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$1228/2 \cdot 200 + 53/2 \cdot 400 = 133,4 \text{ тис. грн.}$$

2.Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі останніх 3-х років в період з 01.01.2018 по 01.01.2021 ПЛ-10кВ Ф-614 аварійно вимикалась 34 рази і сумарна тривалість відключень склала 2722 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 4142 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{2722 \text{ хв} \cdot 4142}{60 \text{ хв}} \cdot \frac{1}{2} = 93954 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Неповідпуск електроенергії	93954	1,4	131,54
Всього за неповідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			131,54

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
133,4	131,54	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
894,14	264,94	3,4

Очікуваний термін окупності складе — 3,4 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 495 тис. грн (без ПДВ).

9.9. Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-616 від ПС-150/35/10 "Новотроїцька", с.Благовіщенка Новотроїцького району Херсонської області

Для підвищення надійності електропостачання мереж 10 кВ, локалізації пошкодженої ділянки та зменшення простою споживачів компанії без електроенергії, планується у рамках Інвестиційної програми на 2022 рік провести реконструкцію ПЛ-10 кВ Ф-616 від ПС-150/35/10 "Новотроїцька" протяжністю 25,68 км, інв.№012541, введеного в експлуатацію в 1959р, шляхом встановлення пункту автоматичного секціонування, а саме реклоузери типу OSM15-16-800/310/312 виробництва компанії NOJA Power на існуючій опорі №170, при чому планується передбачити функцію телемеханіки з можливістю телекерування. Відстань до найвіддаленішої частини ПЛ від бази Новотроїцького ВДРМ становить біля 26,5 км. Споживачі I та II категорії надійності електропостачання відсутні, але вищезазначена ПЛ живить значну кількість соціально важливих споживачів, серед них: 176 споживачів, свердловина, ясла-садок, дитячий садок, їдальня, будинок культури, водне господарство тощо.

Слід зауважити, що реклоузер - це багатофункціональний зовнішній комутуючий пристрій, який аналізує стан електричної мережі і виконує автоматичне відключення ліній (секціонування мережі) при виникненні на них аварійних ситуацій, автоматичне повторне включення цих ліній і, при необхідності, підключення резервного джерела живлення споживачів (резервування ПЛ). Основною метою заходу реконструкції ПЛ зі встановленням реклоузера є її секціонування, а саме розподіл повітряної лінії на секції з можливістю виведення з експлуатації на час ліквідації аварії тільки окремої, невеликої аварійної ділянки.

Кількість технологічних порушень, зафіксованих на ПЛ-10кВ Ф-616 від ПС-150/35/10 "Новотроїцька" протягом 3-ох останніх років (2018-2020р) становить 43 шт. Індекс середньої тривалості відключень SAIDI у розрізі товариства у період з 2018 по 2021 р. становить 0,073%. Основним завданням вказаного заходу на 2022 рік Інвестиційної програми є зменшення частки SAIDI до прогнозного значення 0,038%. Це зменшення досягається шляхом розташування реклоузера таким чином, що електропостачання споживачів, які знаходяться на ділянці ПЛ-10кВ до реклоузера, не припиниться у разі пошкоджень на ділянці після реклоузера. Крім того, реалізація даного заходу дозволить зменшити час пошуку, локалізації та усунення аварійних пошкоджень на ПЛ-10кВ, адже ремонтна бригада заздалегідь

знатиме, на якій ділянці виникла аварійна ситуація в електричній мережі та не витрататиме час на пошук на ділянці до місця встановлення реклоузера.

Показники	До встановлення реклоузера	Після встановлення реклоузера	
довжина лінії, км	25,68 км	11,3 км	11 км
ТП, які живляться від даної лінії, шт	12	4	8
кількість споживачів, шт	202	116	86
споживання, кВт · год	854	448	406
Нвантаження, МВт	0,159	0,052	0,107

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 883,85 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-616 від ПС-150/35/10 "Новотроїцька", с.Благовіщенка Новотроїцького району Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція існуючого фідеру №616 від ПС-150/35/10 "Новотроїцька", в частині встановлення реклоузера для можливості секціонування ПЛ з заміною існуючої опори №170;
- обладнання реклоузера функцією телемеханіка з можливістю телекерування;
- обладнання реклоузера охороною сигналізацією типу ППК Грифон-21 із звуковим сигналом з підключенням до неї датчиків відкриття дверей шаф ТМ та РЗА;
- обладнання РЗА та “КП ТМ СКАТ” реклоузера дообладнати реле контролю наявності живлення кіл керування;
- розрахунок уставок захисту РП-10 кВ ПС-150/35/10 “Новотроїцька”;
- складання карти селективності розрахованих та існуючих уставок захисту РП-10 кВ Ф-616 ПС-150/35/10 “Новотроїцька”.

Монтаж реклоузера виконується на одній залізобетонній стійці типу СК 105-14.

Кріплення проводу на стійці опорної конструкції для встановлення реклоузера виконати за допомогою штирьових ізоляторів. План установки реклоузера див. креслення комплексу ЕП.

Реклоузер 10 кВ OSM-15 виробництва NOJA POWER. До складу реклоузера входять, шафа керування RC-10 з промисловим 3G маршрутизатором GWR-I352 з антеною JCG821.

Для організації оперативного живлення обладнання реклоузера 10 кВ передбачається установка двох трансформаторів власних потреб VT11/220-03 volten для двостороннього живлення леклоузера. Трансформатори включені в комплект поставки реклоузера.

Для захисту OSM-15 від перенапруг передбачається установка комплекту обмежувачів перенапруги 10кВ типу AZBD 151. Обмежувачі перенапруги монтуються на тіло реклоузера або на кронштейн КР10.

Ошиновка реклоузера та ТВП виконується СІП-3 1х50.

За вимогами безпеки для організації видимого розриву на стійках сусідніх опор встановлюються два лінійних роз'єднувача РЛНДз-10/400У1. Роз'єднувачі монтуються на анкерних опорах на базі стійок СК105-14.

Технічні характеристики реклоузера:

Тип реклоузера –OSM15-16-800

Модель –310

Струмовимірювальна апаратура – 3 х трансформатори струму

Апаратура вимірювання напруги – 6 датчиків напруги

Найбільша робоча напруга – 15,5 кВ

Номінальний струм – 800 А

Номінальний струм ввімкнення – 16 кА

Струм електродинамічної стійкості – 40 кА

Номінальний струм вимкнення – 16 кА

Механічний ресурс циклів «ВВ» – 30000

Ресурс по комутаційній стійкості при номінальному струмі вимкнення – 70

Струм термічної стійкості – 16 кА/3 с

Струм заряду кабеля – 25 А

Струм заряду лінії – 5А

Випробувальна напруга грозового імпульсу відносно землі і між фазами – 110 кВ

Випробувальна напруга грозового імпульсу на контактах – 110 кВ

Випробувальна напруга промислової частоти відносно землі (в сухому стані) – 50 кВ

Випробувальна напруга промислової частоти на контактах – 50 кВ

Діапазон робочих значень температури навколишнього повітря –від -40 (-60) °С до +55 °С

Відносна вологість повітря – 0-100%

Висота над рівнем моря –3000 м

Маса комутаційного модуля –100 кг

Характеристики шафи РС-10:

Направлений струмовий захист, захист від замикань на землю, захист зворотної послідовності.

Незалежний вибір характеристик для уставок направлених захистів для максимальної гнучкості.

Функція чутливого захисту від замикань на землю (SEF) з порогом чутливості 200 мА.

Захист по струму зворотної послідовності, що дозволяє розпізнати обрив проводу, і бокування ввімкнення при наявності напруги на стороні навантаження.

Повний набір інструментів контролю і реєстрації якості електроенергії.

Автоматичне частотне розвантаження та захист від підвищення частоти.

Інтелектуальні алгоритми автоматичного вводу резерву.

Функції синхронізації і автосинхронізації джерел живлення для підключення схем розподільчої генерації і відновлювальних джерел енергії в спільну енергосистему.

Налаштовувана логіка і функція вільного програмування на базі стандарту IEC61499.

Журнал ввімкнень та вимкнень і журнал подій, який можна переглядати на великому РК-дисплеї. Це дозволяє отримувати детальні дані про роботу реклоузера, враховуючи тип пошкодження лінії, струм спрацювання і навіть відстань до пошкодження.

Детальний журнал подій для всієї історії роботи пристрою і зміни налаштувань, доступний як через локальну панель керування, так і за допомогою програмного забезпечення CMS.

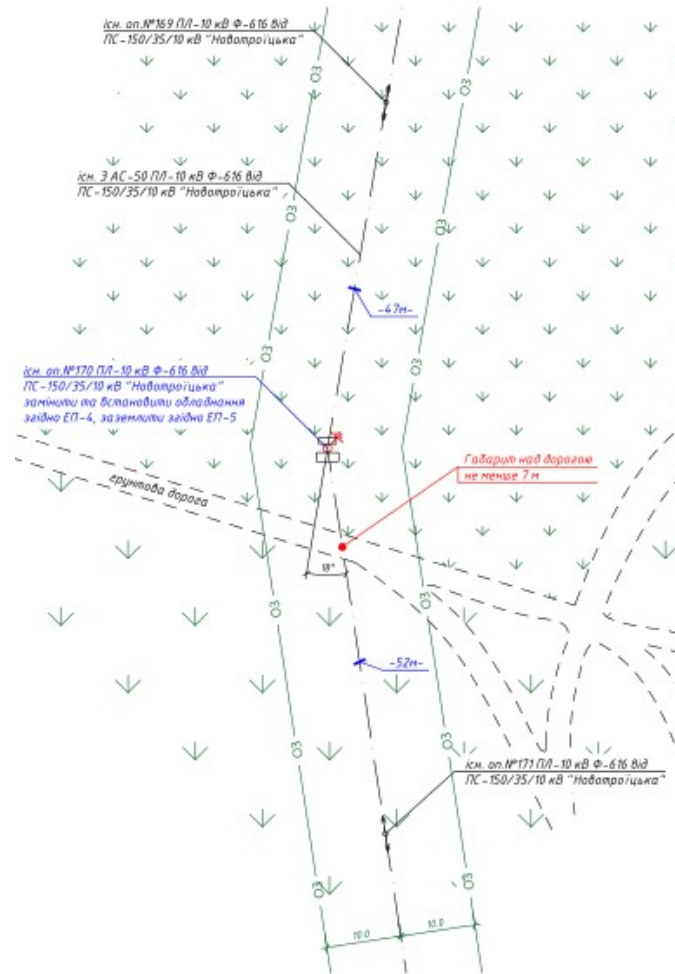
Можливість перегляду значень напруги, величини струму і потужності на панелі керування в режимі реального часу.

В журналі профіля навантаження записи реєструються із заданою користувачем періодичністю.

Вбудований термінал RTU дозволяє реалізувати протоколи зв'язку DNP3, DNP3-SA, DNP3 over IP, IEC 61850 MMS і GOOSE, IEC 60870-5-101/104, а також власні протоколи NOJA Power.

Інноваційний та безпечний безпроводний контроль роботи пристрою.

План-схема встановлення реклоузера згідно робочого проекту



Розрахунок економічного ефекту

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-10кВ Ф-616 від ПС-150/35/10 "Новотроїцька", с.Благовіщенка Новотроїцького району Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки частина фідеру до реклоузера буде менше разів вимикатися та збільшиться швидкість на пошук пошкоджень.

2. Зниження витрат на пошук пошкодження.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний

економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження операційних витрат, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$176/2 \cdot 200 + 26/2 \cdot 400 = 22,8 \text{ тис. грн.}$$

2.Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі останніх 3-х років в період з 01.01.2018 по 01.01.2021 ПЛ-10кВ Ф-616 аварійно вимикалась 43 рази і сумарна тривалість відключень склала 7293 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 854 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{\frac{7293\text{хв}}{60\text{хв}} \cdot 854}{2} = 51902\text{кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Неповідпуск електроенергії	51902	1,4	72,66
Всього за неповідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			72,66

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
28,8	72,66	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн	Окупність, роки

	(без ПДВ)	
883,85	101,46	8,7

Очікуваний термін окупності складе — 8,7 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 495 тис. грн (без ПДВ).ис. грн. (без ПДВ).

9.10. Реконструкція ПЛ-6кВ Ф-1982 від ПС-35/6 "Целюлозна" в м.Олешки Херсонської області

Для підвищення надійності електропостачання мереж 6 кВ, локалізації пошкодженої ділянки та зменшення простою споживачів компанії без електроенергії, планується у рамках Інвестиційної програми на 2022 рік провести реконструкцію ПЛ-6кВ Ф-1982 від ПС-35/6 "Целюлозна" протяжністю 8,5 км, інв.№006199, введеного в експлуатацію в 1966р, шляхом встановлення пункту автоматичного секціонування, а саме реклоузеру типу OSM15-16-800/310/312 виробництва компанії NOJA Power на існуючий опорі №58, при чому планується передбачити функцію телемеханіки з можливістю телекерування. Відстань до найвіддаленішої частини ПЛ від бази Новокаховського ВДРМ становить біля 26,5 км. Вищезазначена ПЛ живить 1 споживача I категорії надійності, 117 споживачів III категорії надійності та 1588 побутових споживачів.

Слід зауважити, що реклоузер - це багатофункціональний зовнішній комутуючий пристрій, який аналізує стан електричної мережі і виконує автоматичне відключення ліній (секціонування мережі) при виникненні на них аварійних ситуацій, автоматичне повторне включення цих ліній і, при необхідності, підключення резервного джерела живлення споживачів (резервування ПЛ). Основною метою заходу реконструкції ПЛ зі встановленням реклоузера є її секціонування, а саме розподіл повітряної лінії на секції з можливістю виведення з експлуатації на час ліквідації аварії тільки окремої, невеликої аварійної ділянки.

Кількість технологічних порушень, зафіксованих на ПЛ-6кВ Ф-1982 від ПС-35/6 "Целюлозна" протягом 3-ох останніх років (2018-2020р) становить 5 шт. Індекс середньої тривалості відключень SAIDI у розрізі товариства у період з 2018 по 2021 р. становить 0,03%. Основним завданням вказаного заходу на 2022 рік Інвестиційної програми є зменшення частки SAIDI до прогнозного значення

0,0168%. Це зменшення досягається шляхом розташування реклоузера таким чином, що електропостачання споживачів, які знаходяться на ділянці ПЛ-10кВ до реклоузера, не припиниться у разі пошкоджень на ділянці після реклоузера. Крім того, реалізація даного заходу дозволить зменшити час пошуку, локалізації та усунення аварійних пошкоджень на ПЛ-10кВ, адже ремонтна бригада заздалегідь знатиме, на якій ділянці виникла аварійна ситуація в електричній мережі та не витратитиме час на пошук на ділянці до місця встановлення реклоузера.

Показники	До встановлення реклоузера	Після встановлення реклоузера	
		5,1 км	3,4 км
довжина лінії, км	8,5 км	5,1 км	3,4 км
ТП, які живляться від даної лінії, шт	23	12	11
кількість споживачів, шт	1706	968	743
споживання, кВт · год	10416	3032,4	7383,6
Навантаження, МВт	1,48	0,77	0,71

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 837,39 тис. грн (без ПДВ), «Реконструкція ПЛ-6кВ Ф-1982 від ПС-35/6 "Целюлозна" в м.Олешки Херсонської області», затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Відповідно до завдання на проектування передбачено наступний обсяг робіт:

- реконструкція існуючого фідеру №1982 від ПС-35/6 «Целюлозна», в частині встановлення реклоузера для можливості секціонування ПЛ з заміною існуючої опори №58;
- обладнання реклоузера функцією телемеханіки з можливістю телекерування;
- обладнання реклоузера охоронною сигналізацією типу ППК Грифон-21 із звуковим сигналом з підключенням до неї датчиків відкриття дверей шаф ТМ та РЗА;
- обладнання РЗА та «КП ТМ СКАТ» реклоузера дообладнання реле контролю наявності живлення кіл керування;
- розрахунок уставок захисту РП-6 кВ ПС-35/6 «Целюлозна».
- складання карти селективності розрахованих та існуючих уставок захисту РП-6 кВ Ф-1982 ПС-35/6 «Целюлозна»;

- заміна існуючого проводу ПЛ-0,4 кВ Л-4 КТП-711 в прогоні оп.№57/10-оп.№59/12 ПЛ-6/0,4 кВ Ф-1982/Л-4 ПС-35/6 “Целюлозна”/КТП-711.

Монтаж реклоузера виконується на одній залізобетонній стійці типу СК 105-14.

Кріплення проводу на стійці опорної конструкції для встановлення реклоузера виконати за допомогою штирьових ізоляторів. План установки реклоузера див. креслення комплекту ЕП.

Реклоузер 10 кВ OSM-15 виробництва NOJA POWER. До складу реклоузера входять, шафа керування RC-10 з промисловим 3G маршрутизатором GWR-I352 з антеною JCG821.

Для організації оперативного живлення обладнання реклоузера 10 кВ передбачається установка двох трансформаторів власних потреб VT11/220-03 volten для двостороннього живлення реклоузера. Трансформатори включені в комплект поставки реклоузера.

Для захисту OSM-15 від перенапруг передбачається установка комплекту обмежувачів перенапруги 10кВ типу AZBD 151. Обмежувачі перенапруги монтуються на тіло реклоузера або на кронштейн КР10.

Ошиновка реклоузера та ТВП виконується СП-3 1x50.

За вимогами безпеки для організації видимого розриву на стійках сусідніх опор встановлюються два лінійних роз'єднувача РЛНДз-10/400У1. Роз'єднувачі монтуються на анкерних опорах на базі стійок СК105-14.

Технічні характеристики реклоузера:

Тип реклоузера –OSM15-16-800

Модель –310

Струмовимірювальна апаратура – 3 x трансформатори струму

Апаратура вимірювання напруги – 6 датчиків напруги

Найбільша робоча напруга – 15,5 кВ

Номинальний струм – 800 А

Номинальний струм ввімкнення – 16 кА

Струм електродинамічної стійкості – 40 кА

Номинальний струм вимкнення – 16 кА

Механічний ресурс циклів «ВВ» – 30000

Ресурс по комутаційній стійкості при номінальному струмі вимкнення – 70

Струм термічної стійкості – 16 кА/3 с

Струм заряду кабелю – 25 А

Струм заряду лінії – 5А

Випробувальна напруга грозового імпульсу відносно землі і між фазами – 110 кВ

Випробувальна напруга грозового імпульсу на контактах – 110 кВ

Випробувальна напруга промислової частоти відносно землі (в сухому стані) – 50 кВ

Випробувальна напруга промислової частоти на контактах – 50 кВ

Діапазон робочих значень температури
навколишнього повітря – від -40 (-60) °C до +55 °C
Відносна вологість повітря – 0-100%
Висота над рівнем моря – 3000 м
Маса комутаційного модуля – 100 кг
Характеристики шафи RC-10:

Направлений струмовий захист, захист від замикань на землю, захист зворотної послідовності.

Незалежний вибір характеристик для уставок направлених захистів для максимальної гнучкості.

Функція чутливого захисту від замикань на землю (SEF) з порогом чутливості 200 мА.

Захист по струму зворотної послідовності, що дозволяє розпізнати обрив проводу, і бокування ввімкнення при наявності напруги на стороні навантаження.

Повний набір інструментів контролю і реєстрації якості електроенергії.

Автоматичне частотне розвантаження та захист від підвищення частоти.

Інтелектуальні алгоритми автоматичного вводу резерву.

Функції синхронізації і автосинхронізації джерел живлення для підключення схем розподільчої генерації і відновлювальних джерел енергії в спільну енергосистему.

Налаштовувана логіка і функція вільного програмування на базі стандарту IEC61499.

Журнал ввімкнень та вимкнень і журнал подій, який можна переглядати на великому РК-дисплеї. Це дозволяє отримувати детальні дані про роботу реклоузера, враховуючи тип пошкодження лінії, струм спрацювання і навіть відстань до пошкодження.

Детальний журнал подій для всієї історії роботи пристрою і зміни налаштувань, доступний як через локальну панель керування, так і за допомогою програмного забезпечення CMS.

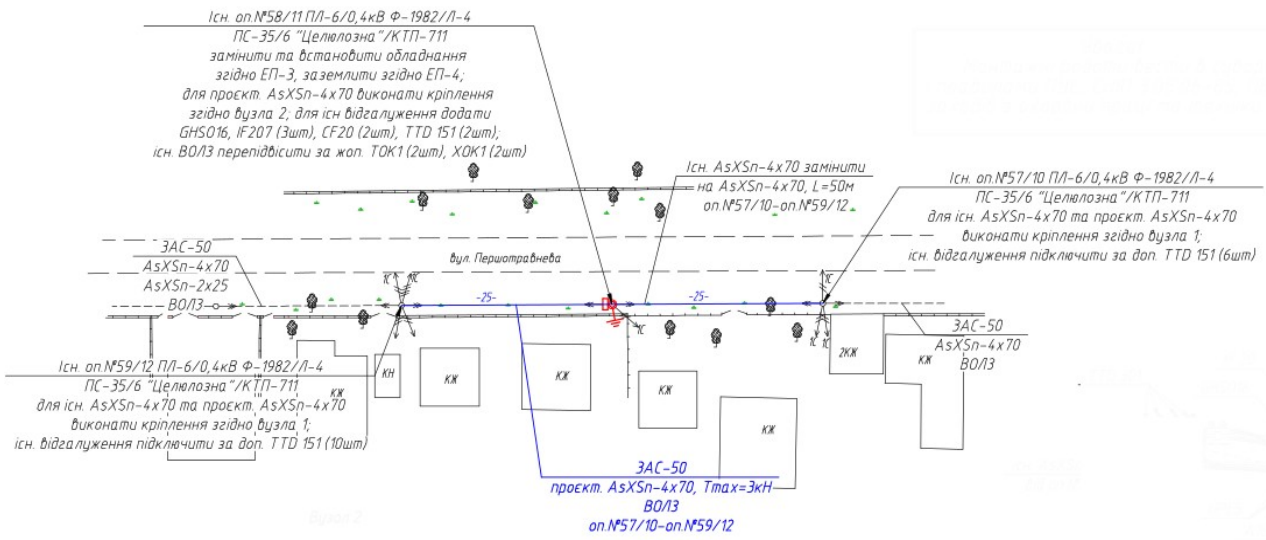
Можливість перегляду значень напруги, величини струму і потужності на панелі керування в режимі реального часу.

В журналі профіля навантаження записи реєструються із заданою користувачем періодичністю.

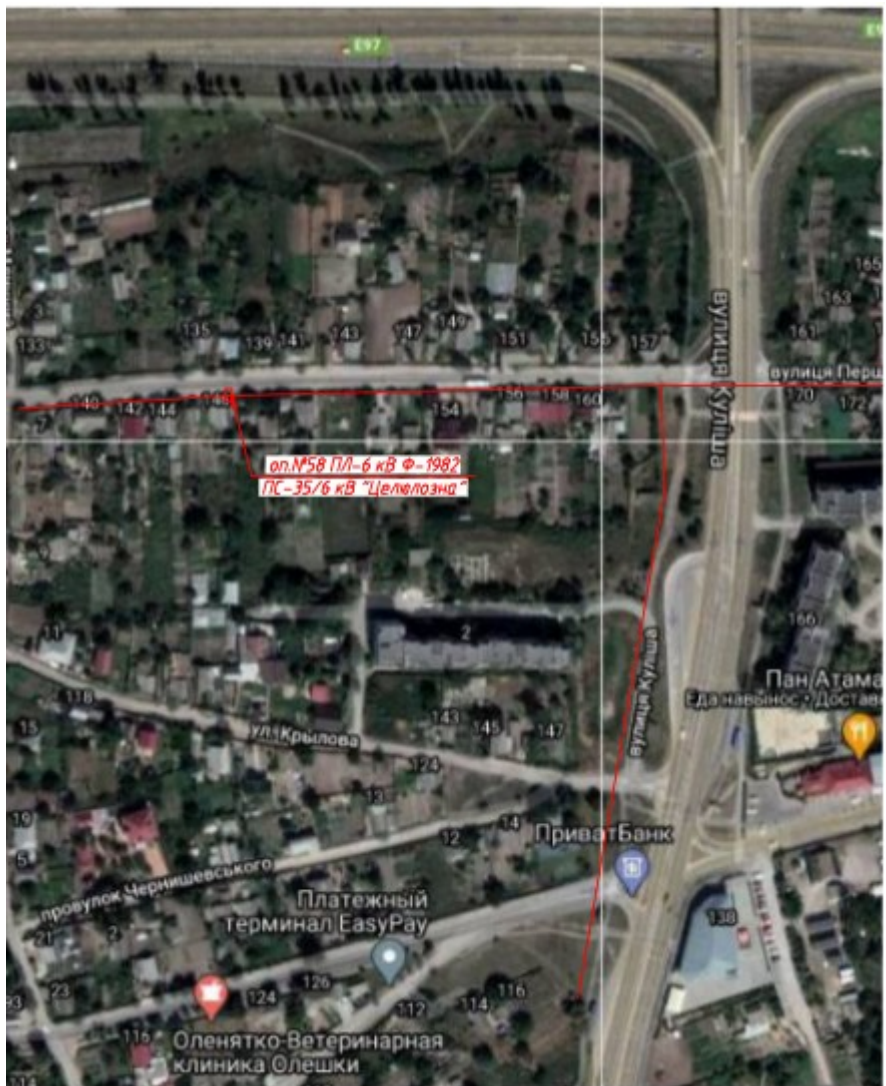
Вбудований термінал RTU дозволяє реалізувати протоколи зв'язку DNP3, DNP3-SA, DNP3 over IP, IEC 61850 MMS і GOOSE, IEC 60870-5-101/104, а також власні протоколи NOJA Power.

Інноваційний та безпечний безпроводний контроль роботи пристрою.

План-схема встановлення реклоузера згідно робочого проекту



Ситуаційний план встановлення реклоузера згідно робочого проєкту



Розрахунок економічного ефекту

Реалізація проекту «Реконструкція ПЛ-6кВ Ф-1982 від ПС-35/6 "Целюлозна" в м.Олешки Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки частина фідеру до реклоузера буде менше разів вимикатися та збільшиться швидкість на пошук пошкоджень.

2. Зниження витрат на пошук пошкодження.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження операційних витрат, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$1588/2 \cdot 200 + 117/2 \cdot 400 = 158,8 \text{ тис. грн.}$$

2. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі останніх 3-х років в період з 01.01.2018 по 01.01.2021 ПЛ-6кВ Ф-1982 аварійно вимикалась 5 рази і сумарна тривалість відключень склала 137 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 10416 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{\frac{137_{\text{хв}}}{60_{\text{хв}}} \cdot 10416}{2} = 11892 \text{кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	11892	1,4	16,65
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			16,65

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
158,8	16,65	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
837,39	175,45	4,8

Очікуваний термін окупності складе — 4,8 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 495 тис. грн (без ПДВ).

10. Реконструкція ТП 6-10/0,4кВ з заміною комірок з вимикачами навантаженнями на комірці з вакуумними вимикачами з функцією телемеханіки

№ з/п	Диспетчерське найменування	Напруга, кВ.	Кількість комірок, що передбачається до заміни згідно з проектом, шт	Тип/номинал існуючих вимикачів, що потребують заміни	Рік виготовлення /вводу в експлуатацію вимикачів, що підлягають заміні	Реквізити деф.акта/акта тех.стану	Короткий опис виявлених дефектів вимикачів згідно з деф.актом	Тип/номинал вимикача, що планується встановити в комірці згідно з проектом, тип та кількість інших пристроїв, що встановлюються в комірці відповідно до проекту	Куди будуть застосовані демонтовані комірці, вимикачі
10.1	ЗТП-5	6	1	РВЗ-10/400	1962	-	-	ВВ/ВЛ-12-25/630, РВНЗ-10/630 (2шт), ТОЛУ-10 300/5, ОПН-ПІ-6/7.2/10/2УХЛ2, РС 80 MR 32310, SATEC EM132 з модулем DIOR	Для експлуатаційного обслуговування в якості витратних матеріалів
10.2	ЗТП-3	6	1	РВЗ-10/400	1956	-	-	ВВ/ВЛ-7,2-31,5/630, ТОЛУ-10(2шт), РВНЗ-10/630 (2шт), ОПН-6/7,2/10/550 УХЛ1, РС80-МР-12310, SATEC EM132 з модулем DIOR	Для експлуатаційного обслуговування в якості витратних матеріалів
10.3	ЗТП-138	6	1	ВНП-17	1986	-	-	ВВ/ВЛ-12-25/630, РВНЗ-10/630 (2шт), ТОЛУ-10 150/5, ОПН-ПІ-6/7.2/10/2УХЛ2, РС 80 МР 32310, SATEC EM132 з модулем DIOR	Для експлуатаційного обслуговування в якості витратних матеріалів

10.4	ЗТП-480	6	1	ВНПз-16	1985	-	-	ВВ/VL-7,2-31,5/630, ТОЛУ-10(2шт), РВНЗ-10/630 (2шт), ОПНп-6/7,2/10/550 УХЛ1, РС80-МР-12310, SATEC EM132 з модулем DIOR	Для експлуатаційного обслуговування в якості витратних матеріалів
10.5	ЗТП-10	6	1	РВЗ-10/400	1954	-	-	ВВ/VL-12-25/630, РВНЗ-10/630 (2шт), ТОЛУ-10 150/5, ОПН-П1-6/7.2/10/2УХЛ2, РС 80 МР 32310, SATEC EM132 з модулем DIOR	Для експлуатаційного обслуговування в якості витратних матеріалів
10.6	ЗТП-12	6	1	РВЗ-10/400	1953	-	-	ВВ/VL-12-25/630, РВНЗ-10/630 (2шт), ТОЛУ-10 200/5, ОПН-П-6/7.2/10/2УХЛ2, РС 80 МР 32310, SATEC EM132 з модулем DIOR	Для експлуатаційного обслуговування в якості витратних матеріалів
10.7	ЗТП-13	6	1	РВЗ-10/400	1953	-	-	ВВ/VL-12-25/630, РВНЗ-10/630 (2шт), ТОЛУ-10 200/5, ОПН-П-6/7.2/10/2УХЛ2, РС 80-МР 32310, SATEC EM132 з модулем DIOR	Для експлуатаційного обслуговування в якості витратних матеріалів
10.8	ЗТП-20	6	1	РВЗ-10/400	1962	-	-	ВВ/VL-12-25/630, РВНЗ-10/630 (2шт), ТОЛУ-10 300/5, ОПН-П1-6/7.2/10/2УХЛ2, РС 80-MR 32310, SATEC EM132 з модулем DIOR	Для експлуатаційного обслуговування в якості витратних матеріалів
10.9	ЗТП-182	10	1	РВЗ-10/400	1980	-	-	ВВ/VL-12-25/630, ТОЛУ-10(2шт), РВНЗ-10/630 (2шт), ОПНп-10/11,5/10/400 УХЛ1, РС80-МР-12310, SATEC EM132 з модулем DIOR	Для експлуатаційного обслуговування в якості витратних матеріалів

10.10	ЗТП-760	10	1	РВЗ-10/630	1998	-	-	ВВ/VL-12-25/630, РВНЗ-10/630 (2шт), ТОЛУ-10 300/5, ОПН-П-6/7.2/10/400/УХЛ2, РС 80-МР 12310, SATEC EM132 з модулем DIOR	Для експлуатаційного обслуговування в якості витратних матеріалів
10.11	ЗТП-487	6	1	ВНЗ-16	1987	-	-	ВВ/VL-12-25/630, РВНЗ-10/630 (2шт), ТОЛУ-10 300/5, ОПН-П1-6/7.2/10/2УХЛ2, РС 80-МР 12310, SATEC EM132 з модулем DIOR	Для експлуатаційного обслуговування в якості витратних матеріалів
10.12	ЗТП-527	10	1	ВН-16	1985	-	-	ВВ/VL-12-25/630, РВНЗ-10/630 (2шт), ТОЛУ-10 200/5, ОПН-П-10/11,5/10/2УХЛ2, РС 80-МР 12310, SATEC EM132 з модулем DIOR	Для експлуатаційного обслуговування в якості витратних матеріалів
10.13	ЗТП-520	10	2	ВН-16	1982	-	-	ВВ/VL-12-25/630, РВНЗ-10/630 (2шт), ТОЛУ-10 300/5, ОПН-П-10/11,5/10/2УХЛ2, РС 80-МР 12310, SATEC EM132 з модулем DIOR	Для експлуатаційного обслуговування в якості витратних матеріалів

10.1. Реконструкція ЗТП-5 із заміною комірки №3 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Каховка Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми 2022 року планується замінити існуючу комірку №3 на комірку з вакуумним вимикачем в РП-6кВ ЗТП-5 до ЗТП-49, яке є резервуючим для 5 трансформаторних підстанцій (далі — ТП): ЗТП-23, ЗТП-47А, ЗТП-101, ЗТП-13, ЗТП-27, які отримують живлення від Ф-89 ПС-35/10/6кВ “Каховка” та розташовані до місця встановлення комірки та 4 ТП: ЗТП-49А, ЗТП-481А, ЗТП-1, ЗТП-480, які отримують живлення від Ф-88 ПС-35/10/6кВ “Каховка” та розташовані після місця встановлення комірки. Вищевказані ТП живлять 1441 побутових та 208 юридичних споживачів серед яких є соціально важливі об’єкти такі як: Каховська центральна міська лікарня, дитяча поліклініка, ЗОШ, аптеки, майстерня, свердловина, пекарня, медичний центр, магазини та кафе.

На даний час в існуючій комірці типу КСО №3 ЗТП-5 встановлено вимикачі навантаження застарілого зразка типу ВН-16 з номінальним струмом 400А.

Окремо слід зазначити, що встановлення високовольтної комірки в РП-6кВ ЗТП-5 в сторону до ПЛ-6кВ ф-88 ПС-35/10/6кВ “Каховка” дозволить забезпечити резервування Ф-88 ПС-35/10/6кВ “Каховка” та Ф-89 ПС-35/10/6кВ “Каховка”, зменшить час простою живлячих кабельних та повітряних ліній 6кВ та надасть можливість дистанційного керування новим електрообладнанням, що зменшить витрати Товариства на перебазування персоналу та позитивно вплине на показник тривалості відключень (SAIDI), забезпечить безаварійну роботу електроустановки за рахунок резервування в РП-6кВ ЗТП-5 двох фідерів 6кВ, що в свою чергу дозволить зменшити час відновлення електропостачання споживачам Товариства, і як наслідок дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків та штрафних санкцій, збільшити швидкість пошуку пошкоджень в електромережах АТ “Херсонобленерго”.

Індекс тривалості відключень (частка SAIDI) по компанії по Ф-88 ПС-35/10/6кВ “Каховка” складає 0,16%, Ф-89 35/10/6кВ “Каховка” складає 0,28%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 387,39 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція ЗТП-5 із заміною комірки №3 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Каховка Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Відповідно до розробленої проектної документації передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючої високовольтної комірки №3 в РП-6кВ ЗТП-5 до ЗТП-49 на комірку з вакуумним вимикачем з пружинним приводом ВВ/VL-12-25/630;
- живлення власних потреб комірки від силового трансформатора ТП-5 оперативного струму 220В;
- встановлення обладнання телемеханіки з функцією телекерування та телесигналізації SATEC EM132 з модулем DIOR;
- розрахунок релейного захисту ліній 6 кВ на базі реле РС80-МР;

- виконати заміну існ. Реле РТМ на РС80-МР в ком.№8 Л 88, та ком.№21 Ф 89 ПС 35/6 кВ “Каховка”.

Реалізація проекту «Реконструкція ЗТП-5 із заміною комірки №3 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Каховка Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки частина фідеру до вимикача буде менше разів вимикатися та збільшиться швидкість на пошук пошкоджень.

2. Зменшення штрафних санкцій.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження операційних витрат, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-6кВ Ф-88 та Ф-89 аварійно вимикались 6 разів і сумарна тривалість відключень склала 1158 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 7466 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{\frac{1158 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 7466}{2} = 72047 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	72047	1,4	100,87
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			100,87

2.3 зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$1441 \cdot 200 + 208 \cdot 400 = 371,4 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків
371,4	100,87

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
387,39	472,27	0,8

Очікуваний термін окупності складе — 0,8 року.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 185.95 тис. грн (без ПДВ).

10.2. Реконструкція ЗТП-3 із заміною комірки №1 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Каховка Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми 2022 року планується замінити існуючу комірку №1 на комірку з вакуумним вимикачем в РП-6кВ ЗТП-3 до ПЛ-6кВ Ф-85 ПС-35/10/6 «Каховка», яке є резервуваним для 4 трансформаторних підстанцій (далі — ТП): КТП-36, ЗТП-4, КТП-53А, ЗТП-76А, які отримують живлення від Ф-85 ПС-35/10/6кВ «Каховка» та розташовані до місця встановлення комірки та 7 ТП: ЗТП-8, КТП-33, ЗТП-34, КТП-22, КТП-146, КТП-89, які отримують живлення від Ф-85 ПС-35/10/6кВ «Каховка» та розташовані після місця встановлення комірки. Вищевказані ТП живлять 1409 побутових та 36 юридичних споживачів.

На даний час в існуючій комірці типу КСО №3 ЗТП-3 встановлено вимикачі навантаження застарілого зразка типу ВН-16 з номінальним струмом 400А.

Окремо слід зазначити, що встановлення високовольтної комірки в РП-6кВ ЗТП-3 в сторону до ПЛ-6кВ ф-85 ПС-35/10/6кВ «Каховка» дозволить забезпечити резервування Ф-85 ПС-35/10/6кВ «Каховка», зменшить час простою живлячих кабельних та повітряних ліній 6кВ та надасть можливість дистанційного керування новим електрообладнанням, що зменшить витрати Товариства на перебезування персоналу та позитивно вплине на показник тривалості відключень (SAIDI), забезпечить безаварійну роботу електроустановки за рахунок резервування в РП-6кВ ЗТП-3 двох фідерів 6кВ, що в свою чергу дозволить

зменшити час відновлення електропостачання споживачам Товариства, і як наслідок дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків та штрафних санкцій, збільшити швидкість пошуку пошкоджень в електромережах АТ «Херсонобленерго».

Індекс тривалості відключень (частка SAIDI) по компанії по Ф-85 ПС-35/10/6кВ «Каховка» складає 0,03%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 642,36 тис. грн (без ПДВ), «Реконструкція ЗТП-3 із заміною комірки №1 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Каховка Херсонської області», затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Відповідно до розробленої проектної документації передбачено наступний обсяг робіт:

- заміну існуючої комірки №1 (виконана сітчатим огороженням) РП-6 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №3, на комірку типу КСО-366 з вакуумним вимикачем ВВ-VL-7,2-31,5/630, а також релейним захистом, з використанням реле типу РС80-МР.

- розрахунок струмів короткого замикання лінії Л-85 РП-6 кВ ПС-35/10/6 кВ «Каховка» (живить РП-6 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №3).

- вибір реле максимального-струмового захисту (МСЗ) комірки №1 РП-6 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №3; розрахунок струмів (установок) спрацювання максимального-струмового захисту (МСЗ) реле, що встановлюється в комірці №1 РП-6 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №3; визначення чутливості та погодження МСЗ комірки №1 РП-6 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №3 та МСЗ попередніх захистів.

- складання карти селективності захистів РП-6 кВ ПС-35/10/6 кВ «Каховка», РП-6 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №3.

- улаштування охоронної сигналізації, типу «ППК Грифон-22», приміщень ЗТП-6/0,4 кВ №3, з живленням змінним оперативним струмом, при напрузі 220 В (власні потреби) від I секції шин, силового трансформатора 1Т.

- улаштування телемеханіки з функцією телекерування та телесигналізації, яка включає встановлення шафи «КП СКАТ ТП» та SATEC EM132 з модулем DIOR.

Реалізація проекту «Реконструкція ЗТП-3 із заміною комірки №1 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Каховка Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки частина фідеру до вимикача буде менше разів вимикатися та збільшиться швидкість на пошук пошкоджень.

2. Зменшення штрафних санкцій.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн.}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн.}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження операційних витрат, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-6кВ Ф-85 аварійно вимикались 2 рази і сумарна тривалість відключень склала 75 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 5574 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{\frac{75 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 5574}{2} = 3484 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	3484	1,4	4,88
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			4,88

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$1409 \cdot 200 + 36 \cdot 400 = 296,2 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків
296,2	4,88

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
---	--	-----------------

642,36	301,08	2,1
--------	--------	-----

Очікуваний термін окупності складе — 2,1 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 299.97 тис. грн (без ПДВ).

10.3. Реконструкція ЗТП-138 із заміною комірки №3 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Каховка Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми 2022 року планується замінити існуючу комірку №3 на комірку з вакуумним вимикачем в РП-6кВ ЗТП-138 до ЗТП-13, яке є резервуваним для 2 трансформаторні підстанції (далі — ТП): ЗТП-274, ЗТП-479, які отримують живлення від Ф-83 ПС-35/10/6кВ “Каховка” та розташовані до місця встановлення комірки та 4 ТП: ЗТП-23, ЗТП-47А, ЗТП-101, ЗТП-13, які отримують живлення від Ф-89 ПС-35/10/6кВ “Каховка” та розташовані після місця встановлення комірки. Вищевказані ТП живлять 1184 побутових та 245 юридичних споживачів.

На даний час в існуючій комірці типу КСО №3 ЗТП-138 встановлено вимикачі навантаження застарілого зразка типу ВНП-17 з номінальним струмом 800А.

Окремо слід зазначити, що встановлення високовольтної комірки в РП-6кВ ЗТП-138 до ЗТП-13 дозволить забезпечити резервування Ф-89 ПС-35/10/6кВ “Каховка”, зменшить час простою живлячих кабельних та повітряних ліній 6кВ та надасть можливість дистанційного керування новим електрообладнанням, що зменшить витрати Товариства на перебазування персоналу та позитивно вплине на показник тривалості відключень (SAIDI), забезпечить безаварійну роботу електроустановки за рахунок резервування в РП-6кВ ЗТП-138 двох фідерів 6кВ, що в свою чергу дозволить зменшити час відновлення електропостачання споживачам Товариства, і як наслідок дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків та штрафних санкцій, збільшити швидкість пошуку пошкоджень в електромережах АТ “Херсонобленерго”.

Індекс тривалості відключень (частка SAIDI) по компанії по Ф-89 ПС-35/10/6кВ “Каховка” складає 0,28%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 606,91 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція ЗТП-138 із заміною комірки №3 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Каховка Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна високовольтної комірки №3 в РП-6 кВ ЗТП-138 до ЗТП-13 на комірку з вакуумним вимикачем з пружинним приводом ВВ/VL-12-25/63;
- живлення власних потреб комірки від силового трансформатора ТП-138 1Т змінного оперативного струму 220 В;

- встановлення обладнання телемеханіки з функцією телекерування та телесигналізації SATEC EM132 з модулем DIOR;
- розрахунок релейного захисту ліній 6 кВ на базі реле РС 80-MP;
- встановлення охоронної сигналізації.

Реалізація проекту «Реконструкція ЗТП-138 із заміною комірки №3 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Каховка Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки частина фідеру до вимикача буде менше разів вимикатися та збільшиться швидкість на пошук пошкоджень.

2. Зменшення штрафних санкцій.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн.}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн.}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження операційних витрат, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-6кВ Ф-89 аварійно вимикались 3 рази і сумарна тривалість відключень склала 760 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 7466 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{\frac{760 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 7466}{2} = 47285 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Невідпуск електроенергії	47285	1,4	66,2
Всього за невідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			66,2

2.3 Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$1184 \cdot 200 + 245 \cdot 400 = 334,8 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків
334,8	66,2

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
606,91	401	1,5

Очікуваний термін окупності складе — 1,5 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 291.85 тис. грн (без ПДВ).

10.4. Реконструкція ЗТП-480 із заміною комірки №1 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикчем з функцією телемеханіки в м. Каховка Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми 2022 року планується замінити існуючу комірку №1 на комірку з вакуумним вимикачем в РП-6кВ ЗТП-480 до ЗТП-479, яке є резервуючим для ЗТП-274, яке отримує живлення від Ф-83 ПС-35/10/6кВ “Каховка” та розташоване після місця встановлення комірки. Вищевказане ТП живить 634 побутових та 78 юридичних споживачів.

На даний час в існуючій комірці типу КСО №1 ЗТП-480 встановлено вимикачі навантаження застарілого зразка типу ВНПз-16 з номінальним струмом 800А з заземлюючими ніжками.

Окремо слід зазначити, що встановлення високовольтної комірки в РП-6кВ ЗТП-480 до ЗТП-479 дозволить забезпечити резервування Ф-83 ПС-35/10/6кВ “Каховка”, зменшить час простою живлячих кабельних та повітряних ліній 6кВ та надасть можливість дистанційного керування новим електрообладнанням, що зменшить витрати Товариства на перебазування персоналу та позитивно вплине на показник тривалості відключень (SAIDI), забезпечить безаварійну роботу електроустановки за рахунок резервування в РП-6кВ ЗТП-480 двох фідерів 6кВ,

що в свою чергу дозволить зменшити час відновлення електропостачання споживачам Товариства, і як наслідок дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків та штрафних санкцій, збільшити швидкість пошуку пошкоджень в електромережах АТ «Херсонобленерго».

Індекс тривалості відключень (частка SAIDI) по компанії по Ф-88 ПС-35/10/6кВ «Каховка» складає 0,18%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 631,47 тис. грн (без ПДВ), «Реконструкція ЗТП-480 із заміною комірки №1 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикчем з функцією телемеханіки в м. Каховка Херсонської області», затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Відповідно до розробленої проектної документації передбачено наступний обсяг робіт:

- заміну існуючої комірки №1 РП-6 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №480, на комірку типу КСО-366 з вакуумним вимикачем ВВ-VL-7,2-31,5/630, а також релейним захистом, з використанням реле типу РС80-МР.

- розрахунок струмів короткого замикання лінії Л-88 РП-6 кВ ПС-35/10/6 кВ «Каховка» (живить РП-6 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №480).

- вибір реле максимального-струмового захисту (МСЗ) комірки №1 РП-6 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №480; розрахунок струмів (установок) спрацювання максимально-струмового захисту (МСЗ) реле, що встановлюється в комірці №1 РП-6 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №480; визначення чутливості та погодження МСЗ комірки №1 РП-6 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №480 та МСЗ попередніх захистів.

- складання карти селективності захистів РП-6 кВ ПС-35/10/6 кВ «Каховка», РП-6 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №480.

- улаштування охоронної сигналізації, типу «ППК Грифон-22», приміщень ЗТП-6/0,4 кВ №480, з живленням змінним оперативним струмом, при напрузі 220 В (власні потреби) від I секції шин, силового трансформатора 1Т.

- улаштування телемеханіки з функцією телекерування та телесигналізації, яка включає встановлення шафи «КП СКАТ ТП» та SATEC EM132 з модулем DIOR.

Реалізація проекту «Реконструкція ЗТП-480 із заміною комірки №1

Реалізація проекту «Реконструкція ЗТП-480 із заміною комірки №1 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикчем з функцією телемеханіки в м. Каховка Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

- 1.Забезпечення безаварійності роботи, оскільки частина фідеру до вимикача буде менше разів вимикатися та збільшиться швидкість на пошук пошкоджень.

- 2.Зменшення штрафних санкцій.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження операційних витрат, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-6кВ Ф-88 аварійно вимикались 3 рази і сумарна тривалість відключень склала 398 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 5487 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{\frac{398 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 5487}{2} = 18199 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Неповідпуск електроенергії	18199	1,4	25,48
Всього за неповідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			25,48

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$634 \cdot 200 + 78 \cdot 400 = 158 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків
158	25,48

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
631,47	183,48	3,4

Очікуваний термін окупності складе — 3,4 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 291.85 тис. грн (без ПДВ).

10.5. Реконструкція ЗТП-10 із заміною комірки №2 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Н.Каховка Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми 2022 року планується замінити існуючу комірку №2 на комірку з вакуумним вимикачем в РП-6кВ ЗТП-10 в сторону ЗТП-11, яке є резервуваним для 2-х трансформаторних підстанцій (далі — ТП): ЗТП-32 та ЗТП-4, які отримують живлення від Яч.-1 (Щорса ЗТ) ПС-35/6кВ “Щорса” ЗТ та розташовані до місця встановлення комірки та 6 ТП: ЗТП-11, ЗТП-15, ЗТП-18, ЗТП-6, ЗТП-5, ЗТП-4, які отримують живлення від Яч.-1 (Щорса ЗТ) ПС-35/6кВ “Щорса” ЗТ та розташовані після місця встановлення комірки. Вищевказані ТП живлять 2062 побутових та 169 юридичних споживачів.

На даний час в існуючій комірці типу КСО №2 ЗТП-10 встановлено вимикачі навантаження застарілого зразка типу ВН-16 з номінальним струмом 400А.

Окремо слід зазначити, що встановлення високовольтної комірки в РП-6кВ ЗТП-10 до ЗТП-11 дозволить забезпечити резервування Яч.-1 (Щорса ЗТ) ПС-35/6кВ “Щорса” ЗТ, зменшить час простою живлячих кабельних та повітряних ліній 6кВ та надасть можливість дистанційного керування новим електрообладнанням, що зменшить витрати Товариства на перебазування персоналу та позитивно вплине на показник тривалості відключень (SAIDI), забезпечить безаварійну роботу електроустановки за рахунок резервування в РП-6кВ ЗТП-10 фідеру 6кВ, що в свою чергу дозволить зменшити час відновлення електропостачання споживачам Товариства, і як наслідок дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків та штрафних санкцій, збільшити швидкість пошуку пошкоджень в електромережах АТ “Херсонобленерго”.

Індекс тривалості відключень (частка SAIDI) по компанії по Яч.-1 (Щорса ЗТ) ПС-35/6кВ “Щорса” ЗТ складає 0,17%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 597,21 тис. грн (без ПДВ), “[Реконструкція ЗТП-10 із заміною комірки №2 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Н.Каховка Херсонської області](#)”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Відповідно до розробленої проектної документації передбачено наступний обсяг робіт:

- заміну існуючої комірки №2 РП-6 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №10, на комірку типу КСО-393М з вакуумним вимикачем ВВ-VL-12-25/630, а також релейним захистом, з використанням реле типу РС80-МР.

- улаштування охоронної сигналізації, типу “ППК Грифон-22”, приміщень ЗТП-6/0,4 кВ №10, з живленням змінним оперативним струмом, при напрузі 220 В (власні потреби) від I секції шин, силового трансформатора 1Т.

- улаштування телемеханіки з функцією телекерування та телесигналізації, яка включає встановлення шафи “КП СКАТ ТП” та SATEC EM132 з модулем DIOR.

- розрахунок струмів короткого замикання лінії ком.№1 ЗТ РП-6 кВ ПС-35/10/6 кВ Щорса”.

- розрахунок струмів короткого замикання лінії ком.№5 ЗТ РП-6 кВ ПС-35/10/6 кВ Щорса”.

- розрахунок струмів короткого замикання лінії Л-601 РП-6 кВ ПС-330/220/150/35/6 кВ “Каховська 330”.

- вибір реле максимального-струмового захисту (МСЗ) комірки №2 РП-6 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №10; розрахунок струмів (установок) спрацювання максимального-струмового захисту (МСЗ) реле, що встановлюється в комірці №2 РП-6 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №10; визначення чутливості та погодження МСЗ комірки №5 РП-6 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №10 та МСЗ попередніх захистів.

- складання карти селективності захистів РП-6 кВ ПС-35/10/6 кВ “Щорса”, РП-6 кВ ПС-330/220/150/35/6 кВ “Каховська 330”, РП-6 кВ РП-1, РП-6 кВ ЗТП-6/0,4 кВ №10.

Реалізація проекту «Реконструкція ЗТП-10 із заміною комірки №2 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Н.Каховка Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

- 1.Забезпечення безаварійності роботи, оскільки частина фідеру до вимикача буде менше разів вимикатися та збільшиться швидкість на пошук пошкоджень.

- 2.Зменшення штрафних санкцій.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження операційних витрат, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних

очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-6кВ Яч.-1 (Щорса 3Т) ПС-35/6кВ “Щорса” 3Т аварійно вимикав 3 рази і сумарна тривалість відключень склала 202 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 9484 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{\frac{398\text{хв}}{60\text{хв}} \cdot 5487}{2} = 18199\text{кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	15965	1,4	22,35
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			22,35

2.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$2062 \cdot 200 + 169 \cdot 400 = 408,6 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків
408,6	22,35

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
597,21	430,95	1,4

Очікуваний термін окупності складе — 1,4 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 286.67 тис. грн (без ПДВ).

10.6. Реконструкція ЗТП-12 із заміною комірки №4 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Н.Каховка Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми 2022 року планується замінити існуючу комірку №4 на комірку з вакуумним вимикачем в РП-6кВ ЗТП-12 в сторону ЗТП-35, яке є резервуючим для 5 трансформаторних підстанцій (далі — ТП): ЗТП-64, ЗТП-29, ЗТП-30А, які отримують живлення від Ф-624 1 СШ 6 кВ ПС 330 кВ Каховська та ЗТП-37, ЗТП-304А, які отримують живлення від Ф-622 1 СШ 6 кВ ПС 330 кВ Каховська, та розташовані до місця встановлення комірки, а також 3 ТП: ЗТП-35, ЗТП-55А, ЗТП-22, які отримують живлення від Ф-624 1 СШ 6 кВ ПС 330 кВ Каховська та розташовані після місця встановлення комірки. Вищевказані ТП живлять 678 побутових та 106 юридичних споживачів.

На даний час в існуючій комірці типу КСО №4 ЗТП-12 встановлено вимикачі навантаження застарілого зразка типу ВН-16 з заземлюючими ніжками та номінальним струмом 400А.

Окремо слід зазначити, що встановлення високовольтної комірки в РП-6кВ ЗТП-12 до ЗТП-35 дозволить забезпечити резервування Ф-624 та Ф-622 1 СШ 6 кВ ПС 330 кВ Каховська, зменшить час простою живлячих кабельних та повітряних ліній 6кВ та надасть можливість дистанційного керування новим електрообладнанням, що зменшить витрати Товариства на перебазування персоналу та позитивно вплине на показник тривалості відключень (SAIDI).

Індекс тривалості відключень (частка SAIDI) по компанії по Ф-624 1 СШ 6 кВ ПС 330 кВ Каховська складає 0,23%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 573,88 тис. грн (без ПДВ), «Реконструкція ЗТП-12 із заміною комірки №4 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Н.Каховка Херсонської області», затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна високовольтної комірки №4 в РП-6 кВ ЗТП-12 до ЗТП-35 на комірку з вакуумним вимикачем типу ВВ/VL-12-25/630 з пружинним приводом;
- живлення власних потреб комірки від силового трансформатора ЗТП-12 змінного оперативного струму 220 В;
- встановлення обладнання телемеханіки з функцією телекерування та телесигналізації SATEC EM132 з модулем DIOR;
- розрахунок релейного захисту ліній 6 кВ на базі реле РС 80-МР;
- встановлення охоронної сигналізації.

Реалізація проекту «Реконструкція ЗТП-12 із заміною комірки №4 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Н.Каховка Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки частина фідеру до вимикача буде менше разів вимикатися та збільшиться швидкість на пошук пошкоджень.

2. Зменшення штрафних санкцій.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн.}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн.}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження операційних витрат, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-6кВ Ф-624 1 СШ 6 кВ ПС 330 кВ Каховська аварійно вимикав 3 рази і сумарна тривалість відключень склала 221 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 16047 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{\frac{221 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 16047}{2} = 29553 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	29553	1,4	41,38
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			41,38

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$678 \cdot 200 + 106 \cdot 400 = 178 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків
178	41,38

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
573,88	219,38	2,6

Очікуваний термін окупності складе — 2,6 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 275.46 тис. грн (без ПДВ).

10.7. Реконструкція ЗТП-13 із заміною комірки №3 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Н.Каховка Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми 2022 року планується замінити існуючу комірку №3 на комірку з вакуумним вимикачем в РП-6кВ ЗТП-13 в сторону ЗТП-36, яке є резервувачем для 3-х трансформаторних підстанцій (далі — ТП): ЗТП-31, ЗТП-25, ЗТП-23, які отримують живлення від Ф-622 1 СШ 6 кВ ПС 330 кВ Каховська та розташовані до місця встановлення комірки, а також 4 ТП: ЗТП-36, ЗТП-100, ЗТП-8, ЗТП-7, які отримують живлення від Ф-622 1 СШ 6 кВ ПС 330 кВ Каховська та розташовані після місця встановлення комірки. Вищевказані ТП живлять 1838 побутових та 171 юридичних споживачів.

На даний час в існуючій комірці типу КСО №3 ЗТП-13 встановлено вимикачі навантаження застарілого зразка типу ВН-16 з номінальним струмом 400А.

Окремо слід зазначити, що встановлення високовольтної комірки в РП-6кВ ЗТП-13 до ЗТП-36 дозволить забезпечити резервування Ф-622 1 СШ 6 кВ ПС 330 кВ Каховська, зменшить час простою живлячих кабельних та повітряних ліній 6кВ та надасть можливість дистанційного керування новим електрообладнанням, що зменшить витрати Товариства на перебазування персоналу та позитивно вплине на показник тривалості відключень (SAIDI).

Індекс тривалості відключень (частка SAIDI) по компанії по Ф-622 1 СШ 6 кВ ПС 330 кВ Каховська складає 0,021%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 587,24 тис. грн (без ПДВ), "Реконструкція ЗТП-13 із заміною комірки №3 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Н.Каховка Херсонської області", затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна високовольтної комірки №3 в РП-6 кВ ЗТП-13 до ЗТП-36 на комірку з вакуумним вимикачем типу ВВ/VL-12-25/630 з пружинним приводом;
- живлення власних потреб комірки від силового трансформатора ЗТП-13 змінного оперативного струму 220 В;
- встановлення обладнання телемеханіки з функцією телекерування та телесигналізації SATEC EM132 з модулем DIOR;
- розрахунок релейного захисту ліній 6 кВ на базі реле РС 80-МР;
- встановлення охоронної сигналізації.

Реалізація проекту «Реконструкція ЗТП-13 із заміною комірки №3 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Н.Каховка Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки частина фідеру до вимикача буде менше разів вимикатися та збільшиться швидкість на пошук пошкоджень.

2. Зменшення штрафних санкцій.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження операційних витрат, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-6кВ Ф-622 1 СШ 6 кВ ПС 330 кВ Каховська аварійно вимикав 1 раз і сумарна тривалість відключення склала 27 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 14163 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{\frac{27 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 14163}{2} = 3187 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	3187	1,4	4,46
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			4,46

2.3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$1838 \cdot 200 + 171 \cdot 400 = 436 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків
436	4,46

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
587,24	440,46	1,3

Очікуваний термін окупності складе — 1,3 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 281.88 тис. грн (без ПДВ).

10.8. Реконструкція ЗТП-20 із заміною комірки №4 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Н.Каховка Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми 2022 року планується замінити існуючу комірку №4 на комірку з вакуумним вимикачем в РП-6кВ ЗТП-20 в сторону ЗТП-36, яке є резервуючим для трансформаторної підстанції (далі — ТП) ЗТП-17, яка отримує живлення від Ф-601 4 СШ-6 кВ ПС 330 Каховская та розташована до місця встановлення комірки, а також 2 ТП: ЗТП-24, ЗТП-16, які отримують живлення від Ф-601 4 СШ-6 кВ ПС 330 Каховская та розташовані після місця встановлення комірки. Вищевказані ТП живлять 1137 побутових та 113 юридичних споживачів.

На даний час в існуючій комірці типу КСО №4 ЗТП-20 встановлено вимикачі навантаження застарілого зразка типу ВН-16 з номінальним струмом 400А.

Окремо слід зазначити, що встановлення високовольтної комірки в РП-6кВ ЗТП-20 до ЗТП-36 дозволить забезпечити резервування Ф-601 4 СШ-6 кВ ПС 330 Каховская, зменшить час простою живлячих кабельних та повітряних ліній 6кВ та надасть можливість дистанційного керування новим електрообладнанням, що зменшить витрати Товариства на перебазування персоналу та позитивно вплине на показник тривалості відключень (SAIDI).

Індекс тривалості відключень (частка SAIDI) по компанії по Ф-601 4 СШ-6 кВ ПС 330 Каховская складає 0,22%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 3711,82 тис. грн (без ПДВ), «Реконструкція ЗТП-20 із заміною комірки №4 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Н.Каховка Херсонської області», затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Відповідно до завдання на проектування, затвердженого АТ «Херсонобленерго», передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна високовольтної комірки №4 в РП-6кВ ЗТП-20 в сторону ЗТП-36 на комірку з вакуумним вимикачем типу ВВ/VL-12-25/630 з пружинним приводом;
- передбачити живлення власних потреб комірки від силового трансформатору ЗТП-20 змінного оперативного струму 220В;
- передбачити обладнання телемеханіки з функцією телекерування та телесигналізації SATEC EM132 з модулем DIOR;
- релейний захист виконати на реле РС80-МР;
- у разі відсутності, передбачити в приміщенні ЗТП охоронну сигналізацію.

Реалізація проекту «Реконструкція ЗТП-20 із заміною комірки №4 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Н.Каховка Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

1.Забезпечення безаварійності роботи, оскільки частина фідеру до вимикача буде менше разів вимикатися та збільшиться швидкість на пошук пошкоджень.

2.Зменшення штрафних санкцій.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}} .$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження операційних витрат, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних

очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-6кВ Ф-601 4 СШ-6 кВ ПС 330 Каховская аварійно вимикав 7 разів і сумарна тривалість відключень склала 283 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 6362 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{\frac{283 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 6362}{2} = 15004 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	15004	1,4	21,01
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			21,01

2.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$1137 \cdot 200 + 113 \cdot 400 = 272,6 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків
272,5	21,01

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
626,81	293,51	2,1

Очікуваний термін окупності складе — 2,1 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 300.87 тис. грн (без ПДВ).

10.9. Реконструкція ЗТП-182 із заміною комірки №5 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Н.Каховка Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми 2022 року планується замінити існуючу комірку №4 на комірку з вакуумним вимикачем в РП-10 кВ ЗТП-182 в сторону ПЛ-10 ф.210 від ПС-35/10/6 “Щорса”, яке є резервуваним для 4х трансформаторних підстанцій (далі — ТП) КТП-283, КТП-250, ЗТП-290, які отримують живлення від Ф-82 ПС 35/10 "Основа" 1Т та розташована до місця встановлення комірки, а також 5 ТП: КТП-184, КТП-215, ЗТП-183, ЗТП-181, ЗТП-231, які отримують живлення від Ф-210 Яч.-10 ПС 35/10 "Щорса" 2Т та розташовані після місця встановлення комірки. Вищевказані ТП живлять 1137 побутових та 113 юридичних споживачів.

На даний час в існуючій комірці типу КСО №5 ЗТП-182 встановлено вимикачі навантаження застарілого зразка типу ВН-16 з заземлюючими ніжками та номінальним струмом 400А.

Окремо слід зазначити, що встановлення високовольтної комірки в РП-6кВ ЗТП-182 до ПЛ-10 ф.210 від ПС-35/10/6 “Щорса” дозволить забезпечити резервування Ф-210 Яч.-10 ПС 35/10 "Щорса" 2Т, зменшить час простою живлячих кабельних та повітряних ліній 10 кВ та надасть можливість дистанційного керування новим електрообладнанням, що зменшить витрати Товариства на перебазування персоналу та позитивно вплине на показник тривалості відключень (SAIDI).

Індекс тривалості відключень (частка SAIDI) по компанії по Ф-210 Яч.-10 ПС 35/10 "Щорса" 2Т складає 0,29%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 631,47 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція ЗТП-182 із заміною комірки №5 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Н.Каховка Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміну існуючої комірки №5 в РП-10 кВ ЗТП-10/0,4 кВ №182, на комірку типу КСО-366 з вакуумним вимикачем ВВ/VL-12-25/630, а також релейним захистом, з використанням реле типу РС80-МР;

- улаштування охоронної сигналізації типу “ППК Грифон-22”, приміщень ЗТП-10/0,4 кВ №182, з живленням змінним оперативним струмом, при напрузі 220 В (власні потреби) від II секції шин силового трансформатора 2Т;

- улаштування телемеханіки з функцією телекерування та телесигналізації, яка включає встановлення шафи “КП СКАТ ТП” та SATES EM132 з модулем DIOR;

- розрахунок струмів короткого замикання лінії Л-82 РП-10 кВ ПС-35/10 кВ “Основа”;

- розрахунок струмів короткого замикання лінії Л-210 РП-10 кВ ПС-35/10/6 кВ “Щорса”;

- вибір реле максимального струмового захисту (МСЗ) комірки №5 РП-10 кВ ЗТП-10/0,4 кВ №182; розрахунок струмів (установок) спрацювання максимального-струмового захисту (МСЗ0 реле, що встановлюється в комірці №5 РП-10 кВ ЗТП-10/0,4 кВ №182; визначення чутливості та погодження МСЗ комірки №5 РП-10 кВ ЗТП-10/0,4 кВ №182 та МСЗ попередніх захистів;

- складання карти селективності захистів РП-10 кВ ПС-35/10 кВ “Основа”, РП-10 кВ ПС-35/10/6 кВ “Щорса” та РП-10 кВ ЗТП-10/0,4 кВ №182.

Реалізація проекту «Реконструкція ЗТП-182 із заміною комірки №5 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Н.Каховка Херсонської області» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки частина фідеру до вимикача буде менше разів вимикатися та збільшиться швидкість на пошук пошкоджень.

2. Зменшення штрафних санкцій.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження операційних витрат, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-10кВ Ф-210 Яч.-10 ПС 35/10 "Щорса" 2Т аварійно вимикав 7 разів і сумарна тривалість відключень склала 178 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 3512 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{\frac{178 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 3512}{2} = 5210 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	5210	1,4	7,29
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			7,29

2.3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$736 \cdot 200 + 67 \cdot 400 = 174 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків
174	7,29

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
631,47	181,29	3,5

Очікуваний термін окупності складе — 3,5 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 303.11 тис. грн (без ПДВ).

10.10. Реконструкція ЗТП-760 із заміною комірки №8 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Херсон

В рамках Інвестиційної програми 2022 року планується замінити існуючу комірку №4 на комірку з вакуумним вимикачем в РП-6 кВ ЗТП-760 в сторону ЗТП-762, яке є резервуючим для 6 трансформаторних підстанцій (далі — ТП): ЗТП-768, ЗТП-764, ЗТП-912, ЗТП-913, ЗТП-914, ЗТП-767, які отримують живлення від Ф-3732 та Ф-3735 ПС 150/35/6 "Карантинная"(а) 1Т та розташованні до місця встановлення комірки, а також 6 ТП: ЗТП-910, ЗТП-770, ЗТП-761, ЗТП-763, які отримують живлення від Ф-3732 ПС 150/35/6 "Карантинная"(а) 1Т та розташовані після місця встановлення комірки. Вищевказані ТП живлять 1137 побутових та 113 юридичних споживачів, а також 2 споживачі II категорії надійності

(Херсонтеплоенерго, Міська клінічна лікарня) та 1 споживач I категорії надійності (Управління водопровідно-каналізаційного господарства).

На даний час в існуючій комірці типу КСО №8 ЗТП-760 встановлено вимикачі навантаження застарілого зразка типу ВН-16 з номінальним струмом 400А.

Окремо слід зазначити, що встановлення високовольтної комірки в РП-6кВ ЗТП-760 до ЗТП-762 дозволить забезпечити резервування Ф-3732 ПС 150/35/6 "Карантинная"(а) 1Т, зменшить час простою живлячих кабельних та повітряних ліній 6 кВ та надасть можливість дистанційного керування новим електрообладнанням, що зменшить витрати Товариства на перебезування персоналу та позитивно вплине на показник тривалості відключень (SAIDI).

Індекс тривалості відключень (частка SAIDI) по компанії по Ф-3732 ПС 150/35/6 "Карантинная"(а) 1Т складає 0,27%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 451,31 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція ЗТП-760 із заміною комірки №8 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Херсон”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Відповідно до розробленої проектної документації передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна високовольтної комірки №8 в РП-6кВ ЗТП-760 в сторону ЗТП-762 на комірку з вакуумним вимикачем типу ВВ/VL-12-25/630;

- живлення власних потреб комірки від силового трансформатору ЗТП-760 змінного оперативного струму 220В;

- встановлення обладнання телемеханіки з функцією телекерування та телесигналізації SATEC EM132 з модулем DIOR;

- розрахунок релейного захисту ліній 6 кВ на базі реле РС80-МР.

Реалізація проекту «Реконструкція ЗТП-760 із заміною комірки №8 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Херсон» є ефективним заходом з точки зору:

- 1.Забезпечення безаварійності роботи, оскільки частина фідеру до вимикача буде менше разів вимикатися та збільшиться швидкість на пошук пошкоджень.

- 2.Зменшення штрафних санкцій.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження операційних витрат, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних

очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2019 по 01.01.2020 ПЛ-6кВ Ф-3732 ПС 150/35/6 "Карантинная"(а) 1Т аварійно вимикав 4 разів і сумарна тривалість відключень склала 774 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 8435 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{774 \text{ хв} \cdot 8435}{60 \text{ хв} \cdot 2} = 55406 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Невідпуск електроенергії	55406	1,4	77,57
Всього за невідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			77,57

2.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$4045 \cdot 200 + 107 \cdot 400 = 851,8 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків
851,8	77,57

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
451,31	929,37	0,5

Очікуваний термін окупності складе — 0,5 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 231.34 тис. грн (без ПДВ).

10.11. Реконструкція ЗТП-487 із заміною комірки з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикчем з функцією телемеханіки в м. Херсон

В рамках Інвестиційної програми 2022 року планується замінити існуючу комірку на комірку з вакуумним вимикачем в РП-6 кВ ЗТП-487 в сторону ЗТП-77, яке є резервуваним для 10 трансформаторних підстанцій (далі — ТП): ЗТП-477А, ЗТП-55, ЗТП-1080А, ЗТП-309, ЗТП-9, ЗТП-545, ЗТП-547, ЗТП-77А, КТП-1055, КТП-1132, які отримують живлення від Ф-2102 ПС 35/6 "Комсомольська" 1Т та розташовані до місця встановлення комірки, а також 5 ТП: ЗТП-540, ЗТП-343, ЗТП-1105, ЗТП-54, КТП-986А, які отримують живлення від Ф-2122 ПС 35/6 "Комсомольська" 1Т та розташовані після місця встановлення комірки. Вищевказані ТП живлять 1950 споживачів.

На даний час в існуючій комірці типу КСО ЗТП-487 встановлено вимикачі навантаження застарілого зразка типу з номінальним струмом 400А.

Окремо слід зазначити, що встановлення високовольтної комірки в РП-6кВ ЗТП-487 в сторону ЗТП-77 дозволить забезпечити резервування Ф-2102 та Ф-2122 ПС 35/6 "Комсомольська" 1Т, зменшить час простою живлячих кабельних та повітряних ліній 6 кВ та надасть можливість дистанційного керування новим електрообладнанням, що зменшить витрати Товариства на перебезування персоналу та позитивно вплине на показник тривалості відключень (SAIDI).

Індекс тривалості відключень (частка SAIDI) по компанії по Ф-2102 та Ф-2122 ПС 35/6 "Комсомольська" 1Т складає 0,12%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на технічного завдання на АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 550,1 тис. грн (без ПДВ), «Реконструкція ЗТП-487 із заміною комірки з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикчем з функцією телемеханіки в м. Херсон», затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Відповідно до розробленої проектної документації передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна високовольтної комірки №6 в РП-6кВ ЗТП-487 в сторону ЗТП-77 на комірку з вакуумним вимикачем типу ВВ/VL-12-25/630 з пружинним приводом;
- живлення власних потреб комірки від силового трансформатору ЗТП-487 2Т змінного оперативного струму 220В;
- встановлення обладнання телемеханіки з функцією телекерування та телесигналізації SATES EM132 з модулем DIOR;
- розрахунок релейного захисту ліній 10 кВ на базі реле РС80-МР;
- встановлення охоронної сигналізації.

Реалізація проекту «Реконструкція ЗТП-487 із заміною комірки з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Херсон» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки частина фідеру до вимикача буде менше разів вимикатися та збільшиться швидкість на пошук пошкоджень.

2. Зменшення штрафних санкцій.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн.}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн.}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження операційних витрат, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-6кВ Ф-2102 та Ф-2122 ПС 35/6 "Комсомольська" 1Т аварійно вимикалися 3 рази і сумарна тривалість відключень склала 254 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 22089,73 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{\frac{254 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 22090}{2} = 46757 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	46757	1,4	65,46
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			65,46

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$1843 \cdot 200 + 107 \cdot 400 = 411,4 \text{ тис. Грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків
411,4	65,46

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
550,1	476,86	1,1

Очікуваний термін окупності складе — 1,1 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 264.05 тис. грн (без ПДВ).

10.12. Реконструкція ЗТП-527 із заміною комірки №5 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Херсон

В рамках Інвестиційної програми 2022 року планується замінити існуючу комірку №5 на комірку з вакуумним вимикачем в РП-10 кВ ЗТП-527 до ЗТП-526, яке є резервуючим для трансформаторної підстанції (далі — ТП): ЗТП-528, яка отримує живлення від Ф-1041 ПС 150/10 "Коммунальная" 1Т та розташоване до місця встановлення комірки, а також 6 ТП: ЗТП-526, ЗТП-525, ЗТП-523, ЗТП-524, ЗТП-530, ЗТП-529, які отримують живлення від Ф-1041 ПС 150/10 "Коммунальная" 1Т та розташовані після місця встановлення комірки. Вищевказані ТП живлять 2335 побутових та 56 юридичних споживачів, а також 3 споживача II категорії надійності (Херсонтеплоенерго).

На даний час в існуючій комірці типу КСО №5 ЗТП-527 встановлено вимикачі навантаження застарілого зразка типу ВН-16 з номінальним струмом 400А.

Окремо слід зазначити, що встановлення високовольтної комірки в РП-10кВ ЗТП-527 до ЗТП-526 дозволить забезпечити резервування Ф-1041 ПС 150/10 "Коммунальная" 1Т, зменшить час простою живлячих кабельних та повітряних ліній 10 кВ та надасть можливість дистанційного керування новим електрообладнанням, що зменшить витрати Товариства на перебазування персоналу та позитивно вплине на показник тривалості відключень (SAIDI).

Індекс тривалості відключень (частка SAIDI) по компанії по Ф-1041 ПС 150/10 "Коммунальная" 1Т складає 0,05%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 393,99 тис. грн (без ПДВ), "[Реконструкція ЗТП-527 із](#)

заміною комірки №5 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Херсон”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Відповідно до завдання на проектування, затвердженого АТ «Херсонобленерго», передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна високовольтної комірки №5 в РП-10кВ I с.ш. від ЗТП-527 до ЗТП-526 на комірку з вакуумним вимикачем типу ВВ/VL-12-25/630 з пружинним приводом;
- живлення власних потреб комірки від силового трансформатора ТП-527 1Т змінного оперативного струму 220В;
- встановлення обладнання телемеханіки з функцією телекерування та телесигналізації SATEC EM132 з модулем DIOR;
- розрахунок релейного захисту ліній 10 кВ на базі реле РС80-МР;
- встановлення охоронної сигналізації передбачено проектом 9049/6-2020-088-П, згідно ПП-2021.

Реалізація проекту «Реконструкція ЗТП-527 із заміною комірки №5 з вимикачем навантаження на комірку з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Херсон» є ефективним заходом з точки зору:

1. Забезпечення безаварійності роботи, оскільки частина фідеру до вимикача буде менше разів вимикатися та збільшиться швидкість на пошук пошкоджень.

2. Зменшення штрафних санкцій.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження операційних витрат, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ПЛ-10кВ Ф-1041 ПС 150/10 "Коммунальная" 1Т аварійно вимикав 1 раз і сумарна тривалість відключення склала 56 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне навантаження становить – 10637 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{\frac{56 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 10637}{2} = 4964 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	4964	1,4	69,50
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			69,50

2.3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$2335 \cdot 200 + 59 \cdot 400 = 496,6 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків
496,6	69,50

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
393,99	566,1	0,7

Очікуваний термін окупності складе — 0,7 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 189.12 тис. грн (без ПДВ).

10.13. Реконструкція ЗТП-520 із заміною комірок №1 та №2 з вимикачем навантаження на комірці з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Херсон

В рамках Інвестиційної програми 2022 року планується замінити існуючі комірці №1 та №2 на комірці з вакуумним вимикачем в РП-10 кВ ЗТП-520 в сторону ЗТП-519, яке є резервуючим для трансформаторної підстанції (далі — ТП): ЗТП-521, яка отримує живлення від Ф-2403 ПС 35/10 "Северная" 1Т та розташоване до місця встановлення комірці, а також 3 ТП: ЗТП-519, ЗТП-518, ЗТП-506, які отримують живлення від Ф-2403 ПС 35/10 "Северная" 1Т та

розташовані після місця встановлення комірки. Вищевказані ТП живлять 1006 побутових та 38 юридичних споживачів.

На даний час в існуючих комірках типу КСО №1 та №2 ЗТП-520 встановлено вимикачі навантаження застарілого зразка типу ВН-16 з номінальним струмом 400А.

Окремо слід зазначити, що встановлення високовольтної комірки в РП-10кВ ЗТП-520 до ЗТП-519 дозволить забезпечити резервування Ф-2403 ПС 35/10 "Северная" 1Т, зменшить час простою живлячих кабельних та повітряних ліній 10 кВ та надасть можливість дистанційного керування новим електрообладнанням, що зменшить витрати Товариства на перебазування персоналу та позитивно вплине на показник тривалості відключень (SAIDI).

Індекс тривалості відключень (частка SAIDI) по компанії по Ф-1041 ПС 150/10 "Коммунальная" 1Т складає 0,14%.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 1224,53 тис. грн (без ПДВ), "Реконструкція ЗТП-520 із заміною комірок №1 та №2 з вимикачем навантаження на комірці з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Херсон", затверджений наказом №629 від 09.09.2021р.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна високовольтної комірки №3 в РП-6 кВ ЗТП-13 до ЗТП-36 на комірку з вакуумним вимикачем типу ВВ/VL-12-25/630 з пружинним приводом;
- живлення власних потреб комірки від силового трансформатора ЗТП-13 змінного оперативного струму 220 В;
- встановлення обладнання телемеханіки з функцією телекерування та телесигналізації SATEC EM132 з модулем DIOR;
- розрахунок релейного захисту ліній 6 кВ на базі реле РС 80-МР;
- встановлення охоронної сигналізації.

Реалізація проекту «Реконструкція ЗТП-520 із заміною комірок №1 та №2 з вимикачем навантаження на комірці з вакуумним вимикачем з функцією телемеханіки в м. Херсон» є ефективним заходом з точки зору:

1.Забезпечення безаварійності роботи, оскільки частина фідеру до вимикача буде менше разів вимикатися та збільшиться швидкість на пошук пошкоджень.

2.Зменшення штрафних санкцій.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2022 рік. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження

операційних витрат, зменшення штрафних санкцій, зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Відсутність аварійних відключень дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2019 по 01.01.2020 ПЛ-10кВ Ф-2403 ПС 35/10 "Северная" 1Т аварійно вимикався 2 рази і сумарна тривалість відключення склала 142 хв.

Згідно з режимними замірами фактичне завантаження становить – 10037 кВт.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{\frac{142 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 10037}{2} = 11913 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	11913	1,4	16,68
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			16,68

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$1006 \cdot 200 + 38 \cdot 400 = 216,4 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків
216,4	16,68

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
1224,53	233,08	5,3

Очікуваний термін окупності складе — 5,3 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 463.57 тис. грн (без ПДВ).

11. Реконструкція ТП 10 кВ (встановлення вимикачів навантаження)

№ з/п	Диспетчерське найменування	Напруга	Кількість комірок, що передбачається до заміни згідно з проектом, шт	Тип/номинал існуючих вимикачів, що потребують заміни	Рік виготовлення/вводу в експлуатацію вимикачів, що підлягають заміні	Реквізити деф.акта/акта тех.стану	Короткий опис виявлених дефектів вимикачів згідно з деф.актом	Тип/номинал вимикача, що планується встановити в комірці згідно з проектом, тип та кількість інших пристроїв, що встановлюються в комірці відповідно до проекта	Куди будуть застосовані демонтовані комірочки, вимикачі
1	ЗТП-579	6 кВ	3	ВН-16/400	1984	Дефектний акт №2 від 01.12.2020р.	велика зношеність рухомих частин, застарілий, відсутність запчастин для ремонту	ВНА-10/630	Оприбуткування, списання
2	ЗТП-810	10кВ	2	ВН-16/400	1990	Дефектний акт №3 від 01.12.2020р.	велика зношеність рухомих частин, застарілий, відсутність запчастин для ремонту	ВНА-10/630	Оприбуткування, списання
3	ЗТП-316	6 кВ	3	ВН-16/400, РВ-10/400,	1974	Дефектний акт №4 від 01.12.2020р.	велика зношеність рухомих частин, застарілий, відсутність запчастин для ремонту	ВНА-10/400	Оприбуткування, списання
4	ЗТП-126	6 кВ	4	ВН-16/400	1960	Дефектний акт №5 від 01.12.2020р.	велика зношеність рухомих частин, застарілий, відсутність запчастин для ремонту	ВНА-10/630	Оприбуткування, списання

5	ЗТП-213	6 кВ	4	РВ-10/400	1962	Дефектний акт №6 від 01.12.2020р.	велика зношеність рухомих частин, застарілий, відсутність запчастин для ремонту	ВНА-10/630	Оприбуткування, списання
6	ЗТП-67	6 кВ	4	ВН-16/400	1973	Дефектний акт №7 від 01.12.2020р.	велика зношеність рухомих частин, застарілий, відсутність запчастин для ремонту	ВНА-10/630	Оприбуткування, списання
7	ЗТП-10	6 кВ	2	РВ-10/400	1953	Дефектний акт №12 від 25.02.2021р.	велика зношеність рухомих частин, застарілий, відсутність запчастин для ремонту	ВНА-10/630	Оприбуткування, списання
8	ЗТП-13	6 кВ	3	РВ-10/400	1953	Дефектний акт №10 від 25.02.2021р.	велика зношеність рухомих частин, застарілий, відсутність запчастин для ремонту	ВНА-10/630	Оприбуткування, списання
9	ЗТП-29	6 кВ	5	ВН-16/400, РВ-10/400,	1970	Дефектний акт №3 від 25.02.2021р.	велика зношеність рухомих частин, застарілий, відсутність запчастин для ремонту	ВНА-10/630	Оприбуткування, списання
10	ЗТП-372	10кВ	2	РВ-10/400	1981	Дефектний акт №5 від 25.02.2021р.	велика зношеність рухомих частин, застарілий, відсутність запчастин для ремонту	ВНА-10/630	Оприбуткування, списання
11	ЗТП-579	10кВ	4	ВН-16/630	1992	Дефектний акт №579 від 25.02.2021р.	велика зношеність рухомих частин, застарілий, відсутність запчастин для ремонту	ВНА-10/630	Оприбуткування, списання

12	ЗТП-34	6 кВ	2	ВН-16/400	1970	Дефектний акт №34 від 25.02.2021р.	велика зношеність рухомих частин,пошкодження контактної частини, відсутність запчастин для ремонту	ВНА-10/630	Оприбуткування, списання
13	ЗТП-10	10кВ	1	ВН-16/400	1982	Дефектний акт від 04.03.2021р.	велика зношеність рухомих частин,пошкодження контактної частини, відсутність запчастин для ремонту	ВНА-10/630	Оприбуткування, списання
14	ЗТП-375	10кВ	2	ВН-16/400	1986	Дефектний акт №375 від 04.03.2021р.	велика зношеність рухомих частин,пошкодження контактної частини, відсутність запчастин для ремонту	ВНА-10/630	Оприбуткування, списання
15	ЗТП-993	10кВ	2	ВН-16/400	1981	Дефектний акт №993 від 25.02.2021р.	велика зношеність рухомих частин, застарілий, відсутність запчастин для ремонту	ВНА-10/630	Оприбуткування, списання
16	ЗТП-26	10кВ	3	ВН-16/400	1981	Дефектний акт №26 від 25.02.2021р.	велика зношеність рухомих частин, застарілий, відсутність запчастин для ремонту	ВНА-10/630	Оприбуткування, списання
17	ЗТП-13	10кВ	2	ВН-16/400	1986	Дефектний акт №13 від 25.02.2021р.	велика зношеність рухомих частин, застарілий, відсутність запчастин для ремонту	ВНА-10/630	Оприбуткування, списання

11.1 Реконструкція ЗТП-579 з заміною комірок ВВ на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Херсон

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується реконструювати ЗТП-579 (інв.№023726) та замінити застарілі високовольтні комірки №1,2,3 з вимикачами навантаження ВН-16/400 застарілого зразку, на які відсутні запчастини для ремонту, на нові комірки КСО з вимикачами навантаження ВН(А)-10/640, згідно дефектного акту №2 від 01 грудня 2020 року.

Вищезазначене ТП живить 49 побутових та 1 юридичних споживачів.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 167,37 тис. грн (без ПДВ), "Реконструкція ЗТП-579 з заміною комірок В/В на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Херсон", затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючих високовольтних комірок №1, №2, №3 з вимикачами навантаження ВН-16/400 на комірки типу КСО-393М з вимикачем навантаження типу ВН(А)-10/640, заземлюючими ножами та запобіжниками;
- заміна існуючого шинного мосту від комірки №2 до №4.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1.Зменшення аварійних відключень фідерів що відходять від ЗТП, можливість швидкого пошуку пошкоджень та кільцювання що зменшить недовідпуск електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}} .$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення вимикачів навантаження в ЗТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ЗТП-579 аварійно вимикалась 1 раз, витрати часу на відновлення електропостачання становили 250 хв.

Потужність силового трансформатора 630 кВА.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{250 \times \text{хв}}{60 \times \text{хв}} \cdot 630 = 2625 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	2625	1,4	3,68
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			3,68

2.3 Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$206 \cdot 200 + 13 \cdot 400 = 46,4 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
46,4	3,68	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
167,37	50,08	3,3

Очікуваний термін окупності складе — 3,3 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 75 тис. грн (без ПДВ).

11.2. Реконструкція ЗТП-810 з заміною комірок В/В на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) ЗТП в смт. Зеленівка, м. Херсон

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується реконструювати ЗТП-810 (інв.№021013) та замінити застарілі високовольтні комірки №1,3 з вимикачами навантаження ВН-16/400 застарілого зразку, на які відсутні запчастини для ремонту, на нові комірки КСО з вимикачами навантаження ВН(А)-10/630, згідно дефектного акту №3 від 01 грудня 2020 року.

Вищезазначене ТП живить 233 побутових та 14 юридичних споживачів.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 104,79 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція ЗТП-810 з заміною комірок В/В на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) ЗТП в

сmt. Зеленівка, м. Херсон”, затвердженого наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючих високовольтних комірок №1, №3 з вимикачами навантаження ВН-16/400 на комірки типу КСО-393М з вимикачем навантаження типу ВН(А)-10/630, заземлюючими ножами та запобіжниками.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1.Зменшення аварійних відключень фідерів що відходять від ЗТП, можливість швидкого пошуку пошкоджень та кільцювання що зменшить недовідпуск електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення вимикачів навантаження в ЗТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ЗТП-810 аварійно вимикалась 1 раз, витрати часу на відновлення електропостачання становили 190 хв.

Потужність силового трансформатора 250 кВА.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{190 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 250 = 792 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	792	1,4	1,11
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			1,11

2.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$233 \cdot 200 + 14 \cdot 400 = 52,2 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
52,2	1,11	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
104,79	53,31	2

Очікуваний термін окупності складе — 2 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 50 тис. грн (без ПДВ).

11.3. Реконструкція ЗТП-316 з заміною комірок ВВ на комірочки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Херсон

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується реконструювати ЗТП-316 (інв.№017814) та замінити застарілі високовольтні комірочки №2,3,4 з вимикачем навантаження ВН-16/400 та двома РВ-10/400 застарілого зразку, на які відсутні запчастини для ремонту, на нові комірочки КСО з вимикачами навантаження ВН(А)-10/400, згідно дефектного акту №4 від 01 грудня 2020 року.

Вищезазначене ТП живить 233 побутових та 14 юридичних споживачів.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 165,76 тис. грн (без ПДВ), «Реконструкція ЗТП-316 з заміною комірок ВВ на комірочки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Херсон», затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючих високовольтних комірок №2,3,4 з вимикачем навантаження ВН-16/400 та двома РВ-10/400 на комірочку типу КСО-366-3-Н-400 з вимикачем навантаження типу ВН(А)-10/400 та заземлюючими ножами;
- виконати демонтаж резервної комірочки №1;
- заміна існуючого шинного мосту.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1.Зменшення аварійних відключень фідерів що відходять від ЗТП, можливість швидкого пошуку пошкоджень та кільцювання що зменшить недовідпуск електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення вимикачів навантаження в ЗТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ЗТП-316 аварійно вимикалась 4 раз, витрати часу на відновлення електропостачання становили 307 хв.

Потужність силового трансформатора 160 кВА.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{307 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 160 = 819 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Невідпуск електроенергії	819	1,4	1,15
Всього за невідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			1,15

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$101 \cdot 200 + 3 \cdot 400 = 21,4 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
21,4	1,15	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
165,76	22,55	7,35

Очікуваний термін окупності складе — 7,35 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 75 тис. грн (без ПДВ).

11.4. Реконструкція ЗТП-126 з заміною комірок ВВ на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Херсон

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується реконструювати ЗТП-126 (інв.№017749) та замінити застарілі високовольтні комірки №1,2,3,4 з вимикачами навантаження ВН-16/400 застарілого зразку, на які відсутні запчастини для ремонту, на нові комірки КСО з вимикачами навантаження ВН(А)-10/630, згідно дефектного акту №5 від 01 грудня 2020 року.

Вищезазначене ТП живить 392 побутових та 41 юридичних споживачів.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 192,83 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція ЗТП-126 з заміною комірок ВВ на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Херсон”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючих високовольтних комірок №1, №2, №3, №4 з вимикачами навантаження ВН-16/400 на комірки типу КСО-393М з вимикачем навантаження типу ВНА-10/630, заземлюючими ножами та запобіжниками.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1.Зменшення аварійних відключень фідерів що відходять від ЗТП, можливість швидкого пошуку пошкоджень та кільцювання що зменшить недовідпуск електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}} .$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення вимикачів навантаження в ЗТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року

в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ЗТП-126 аварійно вимикалась 1 раз, витрати часу на відновлення електропостачання становили 813 хв.

Потужність силового трансформатора 400 кВА.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{813 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 400 = 5420 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Невідпуск електроенергії	5420	1,4	7,59
Всього за невідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			7,59

2.3 зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$392 \cdot 200 + 41 \cdot 400 = 94,8 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
94,8	7,59	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
192,83	102,39	1,9

Очікуваний термін окупності складе — 1,9 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 100 тис. грн (без ПДВ).

11.5. Реконструкція ЗТП-213 з заміною комірок ВВ на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Херсон

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується реконструювати ЗТП-213 (інв.№017780) та замінити застарілі високовольтні комірки №1,2,3,4 з роз'єднувачами РВ-10/400 застарілого зразку, на які відсутні запчастини для ремонту, на нові комірки КСО з вимикачами навантаження ВН(А)-10/630, згідно дефектного акту №6 від 01 грудня 2020 року.

Вищезазначене ТП живить 513 побутових та 29 юридичних споживачів.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 181,0 тис. грн (без ПДВ), «Реконструкція ЗТП-213 з заміною комірок ВВ на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Херсон», затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючих високовольтних комірок №1, №2, №3, №4 з роз'єднувачами РВ-10/400 на комірки типу КСО-393М з вимикачем навантаження типу ВНА-10/630, заземлюючими ножами та запобіжниками.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1.Зменшення аварійних відключень фідерів що відходять від ЗТП, можливість швидкого пошуку пошкоджень та кільцювання що зменшить недовідпуск електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення вимикачів навантаження в ЗТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ЗТП-213 аварійно вимикалась 1 раз, витрати часу на відновлення електропостачання становили 80 хв.

Потужність силового трансформатора 400 кВА.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{80 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 400 = 533 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	533	1,4	0,75
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			0,75

2.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та

надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$513 \cdot 200 + 29 \cdot 400 = 114,2 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
114,2	0,75	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
181,00	114,95	1,6

Очікуваний термін окупності складе — 1,6 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 100 тис. грн (без ПДВ).

11.6. Реконструкція ЗТП-67 з заміною комірок ВВ на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Н.Каховка

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується реконструювати ЗТП-67 (інв.№014794) та замінити застарілі високовольтні комірки №1,2,3,4 з вимикачами навантаження ВН-16/400 застарілого зразку, на які відсутні запчастини для ремонту, на нові комірки КСО з вимикачами навантаження ВН(А)-10/630, згідно дефектного акту №7 від 25 лютого 2021 року.

Вищезазначене ТП живить 735 побутових та 26 юридичних споживачів.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 239,79 тис. грн (без ПДВ), "Реконструкція ЗТП-67 з заміною комірок ВВ на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Н.Каховка", затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючих високовольтних комірок №1, №2, №3, №4 з вимикачами навантаження ВН-16/400 на комірки типу КСО-366 з вимикачами навантаження типу ВН-16/400, заземлюючими ножами та запобіжниками;
- встановлення роз'єднувача РВЗ-10/630 в існ. секційну комірку №5 на другу секцію шин.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Зменшення аварійних відключень фідерів що відходять від ЗТП, можливість швидкого пошуку пошкоджень та кільцювання що зменшить недовідпуск електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення вимикачів навантаження в ЗТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ЗТП-67 аварійно вимикалась 2 рази, витрати часу на відновлення електропостачання становить 296 хв.

Потужність силового трансформатора 1260 кВА.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{296 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 1260 = 6216 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	6216	1,4	8,7
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			8,7

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$735 \cdot 200 + 26 \cdot 400 = 157,4 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
157,4	8,7	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки

239,79	166,1	1,4
--------	-------	-----

Очікуваний термін окупності складе — 1,4 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 100 тис. грн (без ПДВ).

11.7. Реконструкція ЗТП-10 з заміною комірок ВВ на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Н.Каховка

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується реконструювати ЗТП-10 (інв.№014758) та замінити застарілі високовольтні комірки №1,3 з роз'єднувачами РВ-10/400 застарілого зразку, на які відсутні запчастини для ремонту, на нові комірки КСО з вимикачами навантаження ВН(А)-10/630, згідно дефектного акту №12 від 25 лютого 2021 року.

Вищезазначене ТП живить 227 побутових та 26 юридичних споживачів.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 141,16 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція ЗТП-10 з заміною комірок ВВ на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Н.Каховка”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючих високовольтних комірок №1, №3 з роз'єднувачами РВ-10/400 на комірки типу КСО-393М з вимикачем навантаження типу ВН(А)-10/630, заземлюючими ножами та запобіжниками.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1.Зменшення аварійних відключень фідерів що відходять від ЗТП, можливість швидкого пошуку пошкоджень та кільцювання що зменшить недовідпуск електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення вимикачів навантаження в ЗТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ЗТП-10 аварійно вимикалась 1 раз, витрати часу на відновлення електропостачання становили 104 хв.

Потужність силового трансформатора 400 кВА.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{104 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 400 = 693 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	693	1,4	0,97
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			0,97

2.3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$227 \cdot 200 + 26 \cdot 400 = 55,8 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
55,8	0,97	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
141,16	56,77	2,5

Очікуваний термін окупності складе — 2,5 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 50 тис. грн (без ПДВ).

11.8. Реконструкція ЗТП-13 з заміною комірок ВВ на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Н.Каховка

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується реконструювати ЗТП-13 (інв.№014761) та замінити застарілі високовольні комірки №1,2,4 з роз'єднувачами РВ-10/400 застарілого зразку, на які відсутні

запчастини для ремонту, на нові комірки КСО з вимикачами навантаження ВН(А)-10/630, згідно дефектного акту №10 від 25 лютого 2021 року.

Вищезазначене ТП живить 8 побутових та 8 юридичних споживачів.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 169,32 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція ЗТП-13 з заміною комірок ВВ на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Н.Каховка”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючих високовольтних комірок №1, №2, №4 з роз'єднувачами РВ-10/400 на комірки типу КСО-393М з вимикачем навантаження типу ВН(А)-10/630, заземлюючими ножами та запобіжниками.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1.Зменшення аварійних відключень фідерів що відходять від ЗТП, можливість швидкого пошуку пошкоджень та кільцювання що зменшить недовідпуск електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення вимикачів навантаження в ЗТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ЗТП-13 аварійно вимикалась 1 раз, витрати часу на відновлення електропостачання становили 104 хв.

Потужність силового трансформатора 400 кВА.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{104 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 400 = 693 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	693	1,4	0,97
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			0,97

2.3. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$8 \cdot 200 + 8 \cdot 400 = 4,8 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
4,8	0,97	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
169,32	5,77	29

Очікуваний термін окупності складе — 29 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 75 тис. грн (без ПДВ).

11.9. Реконструкція ЗТП-29 з заміною комірок ВВ на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Н.Каховка

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується реконструювати ЗТП-29 (інв.№014775) та замінити застарілі високовольтні комірки №1,4,5 з роз'єднувачами РВ-10/400 та №2,3 з вимикачами навантаження ВН-16/400 застарілого зразку, на які відсутні запчастини для ремонту, на нові комірки КСО з вимикачами навантаження ВН(А)-10/630, згідно дефектного акту №3 від 25 лютого 2021 року.

Вищезазначене ТП живить 383 побутових та 45 юридичних споживачів.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 290,99 тис. грн (без ПДВ), «Реконструкція ЗТП-29 з заміною комірок ВВ на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Н.Каховка», затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючих високовольтних комірок №1, №2, №3, №4, №5 з роз'єднувачами РВ-10/400 та вимикачами навантаження ВН-16/400 на комірки типу КСО-393М з вимикачем навантаження типу ВНА-10/630, заземлюючими ножами та запобіжниками;

- встановлення додаткової секційної комірки №6.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1.Зменшення аварійних відключень фідерів що відходять від ЗТП, можливість швидкого пошуку пошкоджень та кільцювання що зменшить недовідпуск електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення вимикачів навантаження в ЗТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ЗТП-29 аварійно вимикалась 3 рази, витрати часу на відновлення електропостачання становили 169 хв.

Потужність силового трансформатора 800 кВА.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{169 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 800 = 2253 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	2253	1,4	3,16
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			3,16

2.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$383 \cdot 200 + 45 \cdot 400 = 94,6 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків

94,6	3,16	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
290,99	97,76	3

Очікуваний термін окупності складе — 3 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 150 тис. грн (без ПДВ).

11.10. Реконструкція ЗТП-372 з заміною комірок ВВ на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Берислав

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується реконструювати ЗТП-372 (інв.№023789) та замінити застарілі високовольтні комірки №1,2 з роз'єднувачами РВ-10/400 застарілого зразку, на які відсутні запчастини для ремонту, на нові комірки КСО з вимикачами навантаження ВН(А)-10/630, згідно дефектного акту №5 від 25 лютого 2021 року.

Вищезазначене ТП живить 49 побутових та 1 юридичний споживач.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 112,23 тис. грн (без ПДВ), "Реконструкція ЗТП-372 з заміною комірок ВВ на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Берислав", затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючих високовольтних комірок №1, №2 з роз'єднувачами РВ-10/400 на комірки типу КСО-366 з вимикачем навантаження типу ВН(А)-10/630, заземлюючими ножами та запобіжниками.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1.Зменшення аварійних відключень фідерів що відходять від ЗТП, можливість швидкого пошуку пошкоджень та кільцювання що зменшить недовідпуск електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний

економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення вимикачів навантаження в ЗТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ЗТП-372 аварійно вимикалась 3 рази, витрати часу на відновлення електропостачання становили 169 хв.

Потужність силового трансформатора 400 кВА.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{169 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 400 = 1127 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	1127	1,4	1,58
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			1,58

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$49 \cdot 200 + 1 \cdot 400 = 10,2 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
10,2	1,58	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
112,23	11,78	9,5

Очікуваний термін окупності складе — 9,5 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 50 тис. грн (без ПДВ).

11.11. Реконструкція ЗТП-579 з заміною комірок ВВ на комірочки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Каховка

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується реконструювати ЗТП-579 (інв.№011290) та замінити застарілі високовольтні коміртки №2,3,6,7 з вимикачами навантаження ВН-16/630 застарілого зразку, на які відсутні запчастини для ремонту, на нові коміртки КСО з вимикачами навантаження ВН(А)-10/630, згідно дефектного акту №579 від 25 лютого 2021 року.

Вищезазначене ТП живить 204 побутових та 4 юридичних споживачів.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 195,26 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція ЗТП-579 з заміною комірок ВВ на коміртки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Каховка”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючих високовольтних комірок №2, №3, №6, №7 з вимикачами навантаження ВН-16/630 на коміртки типу КСО-393М з вимикачем навантаження типу ВНА-10/630, заземлюючими ножами та запобіжниками;
- шинний міст 10 кВ використати існуючий.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1.Зменшення аварійних відключень фідерів що відходять від ЗТП, можливість швидкого пошуку пошкоджень та кільцювання що зменшить недовідпуск електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}} .$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення вимикачів навантаження в ЗТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ЗТП-579 аварійно вимикалась 1 раз, витрати часу на відновлення електропостачання становили 19 хв.

Потужність силового трансформатора 1260 кВА.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{19 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 1260 = 399 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	399	1,4	0,56
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			0,56

2.3 зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$204 \cdot 200 + 4 \cdot 400 = 42,4 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
42,4	0,56	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
195,26	42,96	4,5

Очікуваний термін окупності складе — 4,5 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 100 тис. грн (без ПДВ).

11.12. Реконструкція ЗТП-34 з заміною комірки ВВ на комірку з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Каховка

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується реконструювати ЗТП-34 (інв.№011238) та замінити застарілі високовольтні комірки №1,2 з вимикачами навантаження ВН-16/400 застарілого зразку, на які відсутні запчастини для ремонту, на нові комірки КСО з вимикачами навантаження ВН(А)-10/630, згідно дефектного акту №34 від 25 лютого 2021 року.

Вищезазначене ТП живить 224 побутових та 2 юридичних споживачів.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 103,43 тис. грн (без ПДВ), [“Реконструкція ЗТП-34 з заміною комірки ВВ на комірку з вимикачем навантаження типу ВН\(А\) в м.Каховка”](#),

затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючої комірки №1, №2 з вимикачами навантаження ВН-16/400 на комірки типу КСО-393М з вимикачем навантаження типу ВН(А)-10/630, заземлюючими ножами та запобіжниками.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1.Зменшення аварійних відключень фідерів що відходять від ЗТП, можливість швидкого пошуку пошкоджень та кільцювання що зменшить недовідпуск електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення вимикачів навантаження в ЗТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ЗТП-34 аварійно вимикалась 1 раз, витрати часу на відновлення електропостачання становили 80 хв.

Потужність силового трансформатора 400 кВА.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{80 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 400 = 533 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	533	1,4	0,75
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			0,75

2.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$224 \cdot 200 + 2 \cdot 400 = 45,6 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
45,6	0,75	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
103,43	46,35	2,2

Очікуваний термін окупності складе — 2,2 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 50 тис. грн (без ПДВ).

11.13. Реконструкція ЗТП-10 з заміною комірки ВВ на комірку з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Олешки

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується реконструювати ЗТП-10 (інв.№006636) та замінити застарілу високовольтну комірку №4 з вимикачем навантаження ВН-16/400 застарілого зразку на які відсутні запчастини для ремонту, на нову комірку КСО з вимикачем навантаження ВН(А)-10/630, згідно дефектного акту від 04 березня 2021 року.

Вищезазначене ТП живить 70 побутових та 5 юридичних споживачів.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 73,36 тис. грн (без ПДВ), "Реконструкція ЗТП-10 з заміною комірки ВВ на комірку з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Олешки", затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючої високовольтної комірки №4 з вимикачем навантаження ВН-16/400 на комірки типу КСО-366-03106-УЗ з вимикачем навантаження типу ВН(А)-10/630 та заземлюючими ножами;

- заміна шинного мосту 10кВ.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1.Зменшення аварійних відключень фідерів що відходять від ЗТП, можливість швидкого пошуку пошкоджень та кільцювання що зменшить недовідпуск електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій

визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення вимикачів навантаження в ЗТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ЗТП-10 аварійно вимикалась 1 раз витрати часу на відновлення електропостачання становить 103 хв.

Потужність силового трансформатора 400 кВА.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{103 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 400 = 687 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Невідпуск електроенергії	687	1,4	0,96
Всього за невідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			0,96

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$70 \cdot 200 + 5 \cdot 400 = 16 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
16	0,96	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
73,36	16,96	4,3

Очікуваний термін окупності складе — 4,3 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 25 тис. грн (без ПДВ).

11.14. Реконструкція ЗТП-375 з заміною комірок ВВ на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) смт. Брилівка Олешківського району Херсонської області

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується реконструювати ЗТП-375 (інв.№006794) та замінити застарілі високовольтні комірки №1 та №2 з вимикачами навантаження ВН-16/400 застарілого зразку, на які відсутні запчастини для ремонту, на нові комірки КСО з вимикачами навантаження ВН(А)-10/650, згідно дефектного акту №375 від 04 березня 2021 року.

Вищезазначене ТП живить 110 побутових та 2 юридичних споживача.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 102,55 тис. грн (без ПДВ), “Реконструкція ЗТП-375 з заміною комірок ВВ на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) смт. Брилівка Олешківського району Херсонської області”, затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючої високовольтної комірки №1, №2 з вимикачами навантаження ВН-16/400 на комірку типу КСО-393М з вимикачем навантаження типу ВН(А)-10/650 та заземлюючими ножами та запобіжниками.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1.Зменшення аварійних відключень фідерів що відходять від ЗТП, можливість швидкого пошуку пошкоджень та кільцювання що зменшить недовідпуск електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення вимикачів навантаження в ЗТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ЗТП-375 аварійно вимикалась 1 раз витрати часу на відновлення електропостачання становить 133 хв.

Потужність силового трансформатора 250 кВА.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{133\text{хв}}{60\text{хв}} \cdot 250 = 554 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	554	1,4	0,78
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			0,78

2.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$110 \cdot 200 + 2 \cdot 400 = 22,8 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
22,8	0,78	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
102,55	23,58	4,3

Очікуваний термін окупності складе — 4,3 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 50 тис. грн (без ПДВ).

11.15. Реконструкція ЗТП-993 з заміною комірок ВВ на комірочки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Гола Пристань

В рамках Інвестиційної програми оператора системи розподілу (далі) 2022 року Товариством планується реконструювати ЗТП-993 (інв.№004743) та замінити

застарілі високовольтні комірки № 2,5 з вимикачами навантаження ВН-16/400 застарілого зразку на які відсутні запчастини для ремонту, на нові комірки КСО з вимикачами навантаження ВН(А)-10/630, згідно дефектного акту № 993 від 25 лютого 2021 року.

Вищезазначене ТП живить 5 юридичних споживачів, серед яких ЗОШ та ясла-садок.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 140,32 тис. грн (без ПДВ), «Реконструкція ЗТП-993 з заміною комірок ВВ на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Гола Пристань», затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючих високовольтних комірок №2, №5 з вимикачами навантаження ВН-16/400 на комірки типу КСО-366-3-Н-630 з вимикачем навантаження типу ВН(А)-10/630 та заземлюючими ножами;
- встановлення шинного моста 10 кВ.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1.Зменшення аварійних відключень фідерів що відходять від ЗТП, можливість швидкого пошуку пошкоджень та кільцювання що зменшить недовідпуск електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення вимикачів навантаження в ЗТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2019 по 01.01.2020 ЗТП-993 аварійно вимикалась 1 раз витрати часу на відновлення електропостачання становить 760 хв.

Потужність силового трансформатора 320 кВА.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{760 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 320 = 4053 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	4053	1,4	5,67
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			5,67

2.3 Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$5 \cdot 400 = 2 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
2	5,67	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
140,32	7,67	18,3

Очікуваний термін окупності складе — 18,3 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 50 тис. грн (без ПДВ).

11.16. Реконструкція ЗТП-26 з заміною комірок ВВ на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Гола Пристань

В рамках Інвестиційної програми оператора системи розподілу (далі) 2022 року Товариством планується реконструювати ЗТП-26 (інв.№004531) та замінити застарілі високовольтні комірки № 2,3,4 з вимикачами навантаження ВН-16/400 застарілого зразку на які відсутні запчастини для ремонту, на нові комірки КСО з вимикачами навантаження ВН(А)-10/630, згідно дефектного акту від 25 лютого 2021 року.

Вищезазначене ТП живить 84 побутових та 20 юридичних споживачів.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 160,22 тис. грн (без ПДВ), "Реконструкція ЗТП-26 з заміною комірок ВВ на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Гола Пристань",

затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючих високовольтних комірок №2,3 з вимикачами навантаження ВН-16/400 на комірки типу КСО-366-3Н-630 з вимикачем навантаження типу ВНА ВН(А)-10/630 та заземлюючими ножами;

- заміна існуючої високовольтної комірки №4 з вимикачами навантаження ВН-16/400 на комірки типу КСО-366-4Н-630 з вимикачем навантаження типу ВН(А)-10/630, заземлюючими ножами та запобіжниками.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1.Зменшення аварійних відключень фідерів що відходять від ЗТП, можливість швидкого пошуку пошкоджень та кільцювання що зменшить недовідпуск електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн.}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн.}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1.Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення вимикачів навантаження в ЗТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2019 по 01.01.2020 ЗТП-26 аварійно вимикалась 1 раз витрати часу на відновлення електропостачання становить 200 хв.

Потужність силового трансформатора 400 кВА.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{200 \text{ хв}}{60 \text{ хв}} \cdot 400 = 1333 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	1333	1,4	1,87
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			1,87

2.Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та

надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$84 \cdot 200 + 20 \cdot 400 = 24,8 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків	
24,8	1,87	
Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
160,22	26,67	6

Очікуваний термін окупності складе — 6 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 75 тис. грн (без ПДВ).

11.17. Реконструкція ЗТП-13 з заміною комірок ВВ на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Гола Пристань

В рамках Інвестиційної програми оператора системи розподілу (далі) 2022 року Товариством планується реконструювати ЗТП-13 (інв.№004719) та замінити застарілі високовольтні комірки №3, №4 з вимикачами навантаження ВН-16/400 застарілого зразку на які відсутні запчастини для ремонту, на нові комірки КСО з вимикачами навантаження ВН(А)-10/630, згідно дефектного акту №13 від 25 лютого 2021 року.

Вищезазначене ТП живить 33 побутових та 8 юридичних споживачів, серед яких міський водно-спортивний комплекс та ясла-садок.

Враховуючи вищевикладене, на виконання технічного завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 107,68 тис. грн (без ПДВ), "Реконструкція ЗТП-13 з заміною комірок ВВ на комірки з вимикачем навантаження типу ВН(А) в м.Гола Пристань", затверджений наказом №629 від 09.09.2021р. Основним завданням Інвестиційної програми на 2022 рік є зменшення частки SAIDI.

Проектною документацією передбачено наступний обсяг робіт:

- заміна існуючих високовольтних комірок №3, №4 з вимикачами навантаження ВН-16/400 на комірки типу КСО-366-3-Н-630 з вимикачем навантаження типу ВН(А)-10/630 та заземлюючими ножами.

Реалізація проектів є ефективним заходом з точки зору:

1. Зменшення аварійних відключень фідерів що відходять від ЗТП, можливість швидкого пошуку пошкоджень та кільцювання що зменшить недовідпуск електричної енергії.

Термін окупності реалізації проекту є одним із найпоширеніших і зрозумілих показників оцінки його ефективності. Термін окупності інвестицій визначає період часу, який потрібен для повернення вкладеної грошової суми, визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестицій, тис. грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходів за 2022-2026 роки. Сукупний економічний ефект від впровадження заходу залежить від зниження потенційних очікуваних збитків. Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

1. Зниження потенційних очікуваних збитків

Встановлення вимикачів навантаження в ЗТП дозволить уникнути потенційних очікуваних збитків. За результатами спостережень на протязі року в період з 01.01.2020 по 01.01.2021 ЗТП-13 аварійно вимикалась 1 раз витрати часу на відновлення електропостачання становить 92хв.

Потужність силового трансформатора 410 кВА.

Таким чином, сума зниження потенційних збитків становитиме:

$$\frac{92\text{хв}}{60\text{хв}} \cdot 410 = 629 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Назва складової економічного ефекту	кВт · год	грн/кВт · год	тис. грн. (без ПДВ)
Недовідпуск електроенергії	629	1,4	0,88
Всього за недовідпуск електроенергії в грошовому еквіваленті			0,88

2. Зменшення штрафних санкцій

Згідно з Постановою постановою НКРЕКП від 12.06.2018 №375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» можливі штрафні санкції у зв'язку з перервами в електропостачанні.

Таким чином, сума можливих штрафних санкцій у разі не виконання реконструкції даного об'єкту складе:

$$33 \cdot 200 + 8 \cdot 400 = 9,8 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)	
Зменшення штрафних санкцій	Зниження потенційних очікуваних збитків
9,8	0,88

Вартість заходів усього, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
107,68	10,68	10,1

Очікуваний термін окупності складе — 10,1 років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 50 тис. грн (без ПДВ).

12. Реконструкція ПС 150 кВ

12.1 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП - 35кВ ПС-150/35/10кВ „Н.Алексеевка”

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

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

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

В даний час у 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 продольні 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-35кВ, які мають продольні, поперечні тріщини та оголену арматуру. Дані залізобетонні портали та стійки неодноразово ремонтувались шляхом шпаклювання тріщин. Даний вид ремонту порталльної 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 35 кВ виконано методом зварювання зчіпної 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.

Проведення відновлювального ремонту економічно недоцільне, так як необхідна заміна як електротехнічного обладнання, так і елементів керування і вторинних кіл.

Вакуумні вимикачі не вимагають технічного обслуговування протягом 15 років. Їх впровадження дозволить значно знизити витрати на аварійно-відновувальні й експлуатаційні роботи.

Встановлення вакуумних вимикачів 35кВ в комплекті з трансформаторами струму та роз'єднувачами з полімерною ізоляцією на металевих опорних конструкціях захищеними від корозії методом гарячого цинкування дасть змогу уникнення знеструмлення живлячих ліній 35кВ, що значно підвищить надійність розподілу електроенергії всього регіону.

Заміна порталів на металеві, які захищені від корозії методом гарячого цинкування, забезпечить їх тривалу та надійну експлуатацію без витрат на відновлення антикорозійного покриття та надійне кріплення натяжних та підвісних ізоляторів разом з ошинуванням.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 35 кВ.

На стороні 35 кВ встановлено вимикачі типу С-35/630 1980 року випуску, які мають низький механічний і комутаційний ресурс.

Близько 50% з них випуску 50-х - 70-х років, що мають низький механічний і комутаційний ресурс. Враховуючи значний знос під час довготривалої експлуатації більшості вузлів та елементів, які потребують заміни, середня вартість проведення капітального ремонту одного вимикача з урахуванням вартості заміни запчастин на сьогоднішній день становить близько 35 тис.грн. при міжремонтному періоді – 3 роки.

На технічне обслуговування та поточний ремонт одного вимикача 35 кВ, крім того, щорічно витрачається близько 8,86 тис.грн.

Таким чином на експлуатацію одного вимикача з терміном служби більше 25 років щорічно витрачається близько 8,86 тис.грн.

$8860,00 \text{ грн.} \times 9 = 79,74 \text{ тис. грн.}$

усунення зазначених втрат дорівнюється отриманому ефекту

Крім того, через простій устаткування в ремонті як мінімум 3 доби, зростають втрати при передачі електроенергії, зв'язані з переаживленням споживачів за радіальними мережами 6-10 кВ.

Вакуумні вимикачі не вимагають технічного обслуговування протягом 15 років. Їх впровадження дозволить значно знизити витрати на аварійно-відновувальні й експлуатаційні роботи.

Планується провести роботи по заміні масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні в кількості 9 шт. в комплекті з трансформаторами струму 35кВ, вартість яких приблизно складає 28702.4 тис.грн.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 35 кВ.

В березні 2020 року було обстежено ПС 150/35/10 кВ “Н.Алексеевка” та складено ДЕФЕКТНИЙ АКТ(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ) від 19.03.2020р для визначення обсягів робіт з заміною масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ в комплекті з трансформаторами струму.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 28702,40 тис. грн (без ПДВ), “Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП - 35кВ ПС-150/35/10кВ „Н.Алексеевка” та затверджено наказом №630 від 09.09.2021р.

Відповідний захід передбачений програмою розвитку системи розподілу АТ «Херсонобленерго» на 2022-2026 роки пункт 2.1.9.1 таблиця 21. Експертний висновок по проекту виконано у 2021 році.

Згідно програми розвитку 2022-2026 р. технічне переоснащення ПС 150/35/10 кВ “Н.Алексеевка” було заплановано на 2022 рік. Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 28702.4 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 28702.4 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійному відключенні та післяаварійного ремонту МВ-35 кВ, з огляду на вартість обладнання, що ушкоджується при цьому, у середньому, складає близько 85 000 грн.

Витрати на експлуатацію і післяаварійний ремонт складають:

Вид обслуговування	Періодичність	Сума,грн.
1. Поточний ремонт	1 раз на 1 рік	2400
2. Капітальний ремонт	1 раз на 1 рік	8800
3. Післяаварійний ремонт (із заміною пошкоджених ізоляторів, контактних ножів)	за необхідністю	85 000
Разом:		88 000 грн.

Для 9 шт МВ-35 затрати складають В рем. =9 шт* 88 000 = 792000 грн.

Експлуатація вакуумного вимикача протягом усього терміну експлуатації не вимагає практично ніяких витрат.

Вид обслуговування	Періодичність	Сума,грн.
1.Технічне обслуговування	1 раз на рік	350
2. Поточний ремонт	1 раз на 3 роки	450

Ліквідації одного відключення займає - до 12 годин.

1 година відключення дорівнює у середньому по 1Т або 2Т (25 МВА) – 24000 кВт завантаженість майже 90 % від номіналу.

$24000 * 12 \text{ годин} = 288\,000 \text{ кВт г}$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$\text{В лік.} = 1,68 * 288\,000 = 483\,840 \text{ грн.}$

Середня ушкодженість їх за минулі роки – 4 раз на рік.

Таким чином, $\text{В лік.} = 4 * 483\,840 = 1\,935\,360 \text{ грн.}$

$\text{В експ.} = \text{В рем} + \text{В лік.} = 792\,000 + 1\,935\,360 = 2\,727\,360 \text{ грн.}$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$\text{Ток} = 28702400 / 2727360 = 10,5 \text{ років.}$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Витрати на експлуатацію і післяаварійний ремонт	Витрати на обслуговування	Витрати на ліквідацію
88	0.8	1935.36

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
28702,4	0,00	2727,36	10,5

Таким чином, процес заміни масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні вимикачі 35кВ з встановленням сучасних пристроїв захисту є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 17235.55 тис. грн (без ПДВ).

12.2 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) трансформатора 2Т ПС 150/35/6 кВ "ГНС СОС"

ПС 150/35/6 кВ „ГНС-СОС” - однострансформаторна підстанція з встановленою потужністю 25 МВА, яка була введена в експлуатацію в 1990 р. На ПС 150/35/10кВ „ГНС-СОС” встановлено силовий трансформатор 2Т типу ТДТН-25000/150 1988 року виготовлення.

Даний силовий трансформатор експлуатується вже 30 років. На силовому трансформаторі 2Т в даний час встановленні високовольтні вводи 150кВ типу ГМТА-45-150-630 мають граничні значення по результатам виміру. Також дані вводи мають місця розгерметизації, що веде до постійного витoku масла у бак трансформатора. Враховуючи те, що ремонт у межах Товариства не можливий, а тільки у спеціалізованих майстернях - є доцільним провести їх заміну на сучасні вводи з РІР-ізоляцією.

В березні 2021 року було обстежено ПС 150/35/10кВ „ГНС-СОС” та складено ДЕФЕКТНИЙ АКТ(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ) від 12.03.2021р для визначення обсягів робіт з заміни високовольтних ввідів силового трансформатора 2Т.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ власними силами Товариства, було виготовлено проект “Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) трансформатора 2Т ПС 150/35/6 кВ "ГНС СОС", на суму 1226,97 тис. грн (без ПДВ).

Відповідний захід передбачений Планом розвитку системи розподілу АТ «Херсонобленерго» на 2022-2026 роки пункт 2.1.16.4 таблиця 21. Експертний висновок по проекту виконано ТОВ «ЕКСПЕРТИЗА МВК» у 2021 році та затверджено наказом №630 від 09.09.2021р.

Згідно програми розвитку 2022-2026 р. Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) трансформатора 2Т ПС 150/35/6 кВ "ГНС СОС" було заплановано на 2022 рік. Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 2100 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 1226,97 тис.грн.

Враховуючи, що зазначене обладнання встановлене на підстанції від яких на стороні 35 кВ живляться споживачі зрошувальних систем Н.Каховського та Каховського районів та забезпечується зрошення значної площі лівобережжя Херсонської області має виключну важливість для надійності електропостачання ПС 150/35/6 кВ "ГНС СОС" її мережі і у разі пошкодження ввідів 150 кВ може призвести до простою трансформатора строком до 3-х місяців на момент придбання та заміни даних ввідів 150 кВ, а у разі руйнування нижньої частини ввідів занурених у бак трансформатора це може призвести до непередбачених наслідків навіть з пошкодженням активної частини (обмоток) тр-рів, що в свою чергу призведе до простою обладнання на час від 4 до 6 місяців на термін розкриття активної частини тр-рв виготовленням спеціалізованим заводом виробником обмоток та їх заміною або в загально повною заміною силового трансформатора. Слід відмітити, що такі випадки вже були в інших обленерго та приводили до пошкодження трансформатора в цілому який

вже не підлягав ремонту, тому за критичних показників по високовольтним вводам потрібно діяти на випередження та запобіганню такої ситуації.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при аварійному відключенні яке може статися в будь який час і витратах часу на заміну високовольтних вводів 150кВ трансформатора потрібно 5 діб.

$$5 * 24 = 120 \text{ годин.}$$

1 година відключення дорівнює у середньому по 1Т (25 МВА) - 25000 кВт завантаженість 100 % від номіналу.

$$25000 * 120 \text{ годин} = 3\,000\,000 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$В \text{ лік.} = 1,68 * 3\,000\,000 = 5\,040\,000 \text{ грн.}$$

При пошкодженні високовольтних вводів 150кВ трансформатора 1Т будуть знеструмлені споживачі мережі 10-35 кВ загальною кількістю побутових споживачів 2004 та юридичних 206 загалом 2210 ТКО.

Тривалість переключення споживачів від інших мереж на час зрошувального сезону відсутня або в деяких випадках може скласти не більше 10 відсотків від загального навантаження цієї ПС.

У разі виникнення технологічного порушення при яких неможливо буде переключення споживачів від інших мереж тривалістю більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$$В \text{ компенс.} = 2004 * 200 \text{ грн} + 206 * 400 \text{ грн} = 483\,200 \text{ грн.}$$

Для постійного контролю стану ізоляції трансформатору виникає необхідність у проведенні вимірів трансформатора. Виїзд бригади Служби ізоляції коштує компанії 1185,89 грн.

Загальні витрати на вимірювання за рік складають:

$$В \text{ рем} = 1\,185,89 * 2 \text{ рази} * 60 \text{ днів} = 142\,306,8 \text{ грн.}$$

$$В \text{ експ.} = В \text{ рем} + В \text{ лік.} + В \text{ компенс.} = 142\,306,8 + 5\,040\,000 + 483\,200 = 5\,665\,506,8 \text{ грн}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює з урахуванням виконання повного комплексу робіт впродовж 2021 року:

$$Ток = 1226970 / 5\,665\,506,8 = 0,22 \text{ року.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Складові економічного ефекту, тис. грн (без ПДВ)		
Витрати на експлуатацію і післяаварійний ремонт	Витрати на обслуговування	Витрати на ліквідацію
88	0.8	1935.36

--	--	--	--

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
1226,97	0,00	5665,5	0,22

Таким чином, процес заміни високовольтних вводів силового трансформатора 2Т є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1029.5 тис. грн (без ПДВ).

12.3. РП 150 кВ “Каховська ГЕС ” Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА Л-64 Каховська ГЕС-Цюрупинская.

В комірці Л-64 Каховської ГЭС встановлено комплект захистів типу SIEMENS 7SA610, який забезпечує 5 ступенів дистанційного захисту і 4 ступені захисту від замикань на землю.

З початкового проекту технічного переоснащення по переводу повітряної лінії 150кВ «Каховська 330» - «Цюрупинская» на ПЛ-150кВ «Каховська ГЭС» - «Цюрупинская» передбачено лише наявність резервних захистів і каналів зв'язку протиаварійної автоматики. Така конфігурація передбачалася для тупикового режиму живлення ПС Цюрупинская від Каховської ГЭС, з нормальним розривом на ПС Чулаковка.

Можливість замикання транзиту «Каховська ГЭС» – «ПС Цюрупинская» – «ПС Чулаковка» – «ПС Виноградово» – «ПС Каховська 330», дозволить забезпечити повноцінне резервування споживачів, які живляться від кожної з названих ПС-150кВ, а також можливість видачі без обмежень потужності генеруючих станцій, які підключені до шин 10кВ ПС-150/35/10кВ «Цюрупинская», ПС-150/35/10кВ «Виноградово» і до шин 150кВ ПС-150/35/10кВ «Чулаковка».

За результатами обстеження, та згідно Акту обстеження №99 від 16.02.21р. комісія вважає за необхідне на ПС «Каховська ГЭС» для приєднання Л-64 виконати встановлення основного захисту типу ДФЗ на базі пристрою Діамант L031 (або аналог).

Таким чином для завершення створення транзиту з можливістю роботи у замкнутому режимі необхідно:

У 2021 році на виконання завдання на проєктування власними силами Товариства, було виготовлено проєкт “Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА Л-64 Каховська ГЕС-Цюрупинская” на суму 2361,1 тис. грн (без ПДВ).

У 2022 році виконання робіт з технічного переоснащення пристроїв РЗА комірки Л64 ПС «Каховська ГЕС» та переключення живлення ПС «Цюрупинская» з ПС «Каховская-330» на ПС «Каховская ГЭС».

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 комплекту	2361,1 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	70 тис. грн.
Відстань до ПС	2*110 км.
Ціна 1 літра палива	32 грн
Середня ЗП водія	150 грн./ день

Розрахунок:

Витрати на паливо:

$$220 \text{ км} \times 35 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 751,8 \text{ л.}$$

$$751,8 \times 32 = 24\,057,6 \text{ грн.}$$

ЗП працівників:

$$250 \times 35 \text{ (днів)} \times 6 \text{ (кількість працівників)} = 52\,500 \text{ грн.}$$

ЗП водія:

$$150 \times 35 \text{ (днів)} = 5\,250 \text{ грн.}$$

ЗП разом:

$$5\,250 + 52\,500 = 57\,750 \text{ грн.}$$

Сума витрат:

$$70000 + 24\,057,6 + 57\,750 = 152807,6 \text{ грн.}$$

Термін окупності:

$$2361,1 / 152,81 = 15,5 \text{ року}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
2361,1	0,00	152,81	15,5

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1045.58 тис. грн (без ПДВ).

12.4 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) системи живлення постійного струму ПС-150/35/10 «ГНС-КОС».

ПС-150//35/10кВ «ГНС КОС» (інв№ 015002) – чотирьохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1973р.

Живлення ПС-150/35/10кВ «ГНС КОС» у нормальному режимі виконується від ПС «Каховская-330» по двох ПЛ-150 кВ «Каховская-330 – ГНС-1, ГНС-2».

Головна схема ПС «ГНС КОС» являє собою спрощені (без вимикачів на високій стороні) блоки 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.

Розміщення підзарядних пристроїв на ПС-150кВ виконано таким чином, що на кожній підстанції, в тому числі і на ПС-150//35/10кВ «ГНС КОС» встановлено 2 пристрої для забезпечення можливості резервування живлення постійним оперативним струмом як споживачів постійного оперативного струму (пристроїв РЗА), так і резервування підзаряду акумуляторних батарей. Але сучасні підзарядні пристрої створені з використанням мікроелектронної елементної бази, і тому ремонт в разі виникнення дефектів в більшості випадків можливо виконати тільки в умовах заводу – виробника, а в деяких випадках неможливо через відсутність оригінальних запчастин та комплектуючих. Такий ремонт потребує значних витрат часу на оформлення, відправку, та отримання з ремонту приладів. З цієї причини, на весь термін виконання ремонту одного підзарядного пристрою, підстанція залишається без резервного джерела живлення постійного струму.

Згідно Акту обстеження №103 від 22.03.21р. встановлено, що для повноцінного забезпечення резервним джерелом живлення постійного струму на підстанції, необхідно мати в наявності як мінімум три таких джерела живлення.

Таким чином, встановлення додаткового, третього підзарядного пристрою типу ШПКЕ-9801-3972 на ПС-150//35/10кВ «ГНС КОС» дозволить забезпечити повноцінне резервування джерел постійного оперативного струму, включно з випадком, коли в роботі залишиться хоча б один з трьох пристроїв, під час виводу в ремонт двох інших.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, та на підставі завдання на розробку робочого проекту власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 466,20 тис. грн (без ПДВ), «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) системи живлення постійного струму ПС-150/35/10 «ГНС-КОС»», який затверджено наказом №630 від 09.09.2021р.у 2022 році заплановано придбання і переоснащення підзарядного пристрою типу ШПКЕ-9801 (або аналог).

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	466,2 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	5
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 днів
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Витрати на ремонт за рік	20 тис. грн.
Відстань до ПС	2*60 км.
Ціна 1 літра палива	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./ день

Розрахунок:

- Витрати на паливо:
 $120 \text{ км} \times 20 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 429,6 \text{ л.}$
 $429,6 \times 30 = 12888 \text{ грн.}$
- ЗП працівників:
 $250 \times 20 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 15000 \text{ грн.}$
- ЗП водія:
 $136 \times 20 \text{ (днів)} = 2720 \text{ грн.}$
- ЗП разом:
 $2720 + 15000 = 17720 \text{ грн.}$
- Сума витрат:
 $12888 + 17720 + 20000 = 50608 \text{ грн.}$

Термін окупності:

$466,2 / 50,608 = 9,21 \text{ року.}$

Економічний ефект від впровадження заходу:

--	--	--	--

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
466,2	0,00	50,6	9,21

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 235.08 тис. грн (без ПДВ).

12.5 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) системи живлення постійного струму ПС-150/35/10 «Промбаза».

ПС-150//35/10кВ «Промбаза» (інв№ 015004) - двотрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1968р. Живлення ПС-150//35/10кВ «Промбаза» в нормальному режимі здійснюється через двохланцюгову відпайку від ПЛ-150 кВ «Каховская-330 – ГНС-1, ГНС-2».

Головна схема ПС-150//35/10кВ «Промбаза» представляє собою два блоки «лінія-трансформатор» з елегазовими вимикачами ВЕ-150 по стороні 150кВ і ремонтною перемичкою з двох роз'єднувачів 150кВ між блоками. Встановлені силові трансформатори 1Т, 2Т - ТДТГ-25000/150 і ТДТН-25000/150 з регулюванням під навантаженням.

На стороні 35кВ ПС-150//35/10кВ «Промбаза» виконана схема з одинарною системою шин секціонована вакуумним вимикачем.

На стороні 10 кВ ПС-150//35/10кВ «Промбаза» схема складається з чотирьох секцій шин. 1СШ-10кВ і 3СШ-10кВ підключаються через масляні вимикачі ВК-10-1600 до трансформатора 1Т, 2СШ-10кВ і 4СШ-10кВ також через вимикачі ВК-10-1600 підключаються до трансформатора 2Т. Одним із найважливіших чинників надійної роботи комплексу пристроїв захистів будь якого електроенергетичного об'єкту, в тому числі і ПС-150//35/10кВ «Промбаза», є надійна і безперебійна робота схеми постійного оперативного струму.

На ПС-150//35/10кВ «Промбаза» в якості розподільчої шафи постійного струму експлуатується шафа оперативного струму типу ШОТ-01, яка укомплектована двома підзарядними електронними пристроями типу RU-2. Шафа введена в експлуатацію у 2009 році, і через 2 роки вичерпає свій нормативний термін експлуатації 12 років. За цей період обидва підзарядні пристрої RU-2 вже виходили з ладу і зазнавали ремонту в умовах лабораторії СРЗА. На час відсутності одного з підзарядних пристроїв, відправленого на ремонт, в шафі ШОТ-01 в роботі залишається другий, - резервний підзарядний пристрій. Але у випадку пошкодження одночасно двох підзарядних пристроїв, встановлених в одній шафі ШОТ-01, на підстанції відсутні будь — які резервні джерела живлення постійного струму для акумуляторної батареї. В свою чергу, акумуляторна батарея без підзаряду не здатна забезпечити живлення пристроїв РЗА більш ніж на 10 годин, після чого, у випадку відсутності заряду батареї, підстанцію потрібно повністю відключати.

Згідно Акту обстеження №104 від 24.03.21 встановлено, що для підвищення надійності живлення пристроїв РЗА ПС-150/35/10кВ «Промбаза» постійним оперативним струмом шляхом забезпечення наявності додаткових резервних джерел живлення постійного струму для акумуляторної батареї, (у випадку пошкодження одночасно двох підзарядних пристроїв шафи постійного оперативного струму ШОТ-01), заплановано придбати два підзарядних пристрої типу RU-2 (або аналог), і встановити їх додатково в шафу ШОТ-01 на ПС-150//35/10кВ «Промбаза».

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, та на підставі завдання на розробку робочого проекту власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 149,58 тис. грн (без ПДВ), «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) системи живлення постійного струму ПС-150/35/10 «Промбаза», який затверджено наказом №630 від 09.09.2021р., у 2022 році заплановано придбання і переоснащення двох підзарядних пристроїв типу RU-2 (або аналог).

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	74,79 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	5
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 днів
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Витрати на ремонт за рік	20 тис. грн.
Відстань до ПС	2*60 км.
Ціна 1 літра палива	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./ день

Розрахунок:

- Витрати на паливо:
 $120 \text{ км} \times 20 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 429,6 \text{ л.}$
 $429,6 \times 30 = 12888 \text{ грн.}$
- ЗП працівників:
 $250 \times 20 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 15000 \text{ грн.}$
- ЗП водія:
 $136 \times 20 \text{ (днів)} = 2720 \text{ грн.}$
- ЗП разом:
 $2720 + 15000 = 17720 \text{ грн.}$
- Сума витрат:
 $12888 + 17720 + 2000 = 32608 \text{ грн.}$
- Термін окупності одного пристроя:
 $74,79 / 32,6 = 2,3 \text{ року.}$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
149,58	0,00	65,2	2,3

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 110.77 тис. грн (без ПДВ).

12.6 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА прийомопередавачів ПЛ-150кВ ПС-150/35/6кВ "ХНПЗ".

ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» (інв.№ 000576) - двотрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1968 р., має дві робочі, та одну обхідну системи шин 150кВ, дві секції шин 35кВ і чотири СШ-10кВ. Потужність силових трансформаторів 1Т і 2Т - по 60 МВА кожний.

ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» - це вузлова підстанція, яка живиться двома ПЛ-150 кВ від ПС-330 «Херсонская», і є одним з джерел живлення транзиту 150кВ «Октябрьская – П.Покровская – ХНПЗ – Коммунальная – ХТЕЦ – Никольская - Ках.ГЕС», та споживачів м. Херсон і Білозерського району Херсонської області.

Одним з показників надійної та усталеної роботи ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» надійність основних захистів транзитних ліній 150кВ, від яких живиться підстанція.

На ПС-150//35/6кВ «ХНПЗ» в комплектах основних захистів транзитних ліній 150кВ «ДФЗ-201» експлуатуються прийомо - передавачі типу ПВЗ, встановлені у 2004 році. Вказані прийомо - передавачі морально застаріли і зношені фізично. Існує ряд причин, через які потрібна заміна їх на мікропроцесорні В.Ч. прийомо-передавачі.

Згідно Акту обстеження №109 від 26.03.21. виявлено: прийомо-передавачі, які знаходяться в даний час в експлуатації, відпрацювали свій нормований термін експлуатації 12 років, і мають значний фізичний знос внутрішніх елементів. Виконання поточних та капітальних ремонтів прийомо - передавачів не дає можливості відновити їх первинний технічний стан через відсутність комплектуючих. Крім того, внаслідок морального старіння, в цих пристроях відсутні функції та можливості, притаманні сучасним електронним виробам: інформативність, діагностика справності пристрою та периферійних ланцюгів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики.

Відповідно до [завдання на проектування АТ «Херсонобленерго»](#) у 2022 році заплановано розробку проектно-кошторисної документації власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 437,73 тис. грн (без ПДВ),

«Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА прийомопередавачів ПЛ-150кВ ПС-150/35/6кВ ХНПЗ», затвердженої наказом №630 від 09.09.2021р.

Згідно заходів, викладених в цій Програмі, на ПС-150/35/6кВ «ХНПЗ» ПЛ-150 кВ «П.Покровская» у 2022 році заплановано переоснащення існуючого прийомо — передавача типу ПВЗ на прийомо — передавач типу “Оріон-УПЗ” в кількості 1шт.

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	437,73 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	4
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	5 днів
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Витрати на ремонт за рік	20 тис. грн.
Відстань до ПС	2*20 км.
Ціна 1 літра палива	30 грн
Середня ЗП водія	136 грн./ день

Розрахунок:

- Витрати на паливо:
 $40 \text{ км} \times 20 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 143,2 \text{ л.}$
 $1217,2 \times 30 = 4290 \text{ грн.}$
 - ЗП працівників:
 $250 \times 20 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 15000 \text{ грн.}$
 - ЗП водія:
 $136 \times 20 \text{ (днів)} = 2720 \text{ грн.}$
 - ЗП разом:
 $2720 + 15000 = 17720 \text{ грн.}$
 - Сума витрат:
 $17720 + 36516 + 20000 = 74236 \text{ грн.}$
- Термін окупності одного пристрою:
 $437,73 / 74,236 = 5,89 \text{ року.}$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
437,73	0,00	74,236	5,9

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 268.69 тис. грн (без ПДВ).

13. Реконструкція ПС 35кВ

№ з/п	Диспетчерське найменування ПС	Напряг	Кількість комірок, що передбачається до заміни згідно з проектом, шт	Тип/номинал існуючих вимикачів, що потребують заміни	Рік виготовлення/вводу в експлуатацію вимикачів та комірок, що підлягають заміні (термін експлуатації в роках)	Реквізити деф.акта/акта тех.-стану	Короткий опис виявлених дефектів вимикачів згідно з деф.актом	Тип/номинал вимикача, що планується встановити в комірці згідно з проектом, тип та кількість інших пристроїв, що встановлюються в комірці відповідно до проекту	Обсяги робіт та обладнання що передбачаються проектом по телемеханіці	Обсяги робіт та обладнання що передбачаються проектом по релейному захисту
1	ПС-150/35/10кВ „Н.Александровка”	35 кВ	9	С-35/630	1980 року	Від 10.04.2020	Застарілий, відпрацьований нормативний механічний та комутаційний ресурс	ВР35НС (або аналог)	-	-
2	ПС-35/10кВ „Сухарная”	35 кВ	2	ОД/КЗ-35 кВ	1973 р	Від 17.03.2021	Застарілий, відпрацьований нормативний механічний та комутаційний ресурс	ВР35НС (або аналог)	- заміна контролеру ТМ на більш функціональне з підключенням до нього вимірювальних приладів LINAX PQ3000 ввідних комірок 10кВ та контролерів реклоузерів OSM-38 ввідних комірок 35кВ; - побудова основного	PC83-ДТ2 PC83-В4

									каналу передачі даних на радіомодемі Rasom та резервного на GPRS роутері.	
3	ПС-35/6кВ „Консервна я”	35 кВ	2	ВМ- 35/600	1964 р	Від 19.03.2 020	Застарілий, відпра- цьований нормативний механічний та комутаційний ресурс	BP35HC (або аналог)	- заміна контролеру ТМ на більш функціональне з підключенням до нього вимірювальних приладів Satec PM130 ввідних комірок 35кВ; - побудова додаткового каналу передачі даних на радіомодемі Rasom.	PC83-ДТ2 PC83- AB2 PC83-В4
4	ПС 35/10кВ «В.Алексан дровка»	10 кВ	13	ВМГ- 10/630, КДВ- 10/630	1957 року	Від 19.03.2 021	Застарілий, відпра- цьований нормативний механічний та комутаційний ресурс	EasyPact EXE 10 кВ	- підключення до існуючої системи ТМ вимірювальних приладів Satec PM130 лінійних комірок 10кВ та LINAX PQ3000 ввідних комірок 10кВ, - побудова магістрального каналу передачі даних на РРЛС ALCOMA між ПС-35кВ "В.Александровка" до ПС-150кВ "Трифоновка" з побудовою антенно-щоголової споруди 22м	PC83- A2M PC83- AB3 PC83-ДТ2
5	ПС 35/10кВ «Константи новка»	10 кВ	7	ВМП- 10/630, ВМГ- 133/600	1963 року	Від 19.03.2 021	Застарілий, відпра- цьований нормативний механічний та комутаційний ресурс	EasyPact EXE 10 кВ	- встановлення контролеру ТМ з підключенням до нього вимірювальних приладів Satec PM130 лінійних комірок 10кВ та LINAX PQ3000 ввідних комірок 10кВ, - побудова	PC83- AB3

									магістрального каналу передачі даних на РРЛС ALCOMA між ПС-35кВ "Константиновка" до ПС-150кВ "ГНС СОС" та резервного на радіомодемі RACOM з побудовою антенно-щоглової споруди 22м	
6	ПС 35/10кВ "Ключева"	10 кВ	3	ВМГ- 10/630, ВМГ- 133/600	1970 року	Від 17.03.2 021	Застарілий, відпра- цьований нормативний механічний та комутаційний ресурс	EasyPact EXE 10 кВ	- підключення до існуючої системи ТМ вимірювального приладу Satec PM130 лінійної комірки 10кВ.	РС83- АВ3
7	ПС-35/10 "Привольє"	10 кВ	1	ВМГ- 10/630	1963 року	Від 12.03.2 021	Застарілий, відпра- цьований нормативний механічний та комутаційний ресурс	EasyPact EXE 10 кВ	- підключення до існуючої системи ТМ вимірювального приладу Satec PM130 лінійної комірки 10кВ.	РС83- АВ3
8	ПС-35/10 "Мирная"	10 кВ	1	ВМБ- 10/400	1968 року	Від 12.03.2 021	Застарілий, відпра- цьований нормативний механічний та комутаційний ресурс	EasyPact EXE 10 кВ	- підключення до існуючої системи ТМ вимірювального приладу Satec PM130 лінійної комірки 10кВ.	РС83- АВ3
9	ПС-35/10 "Богдановк а"	10 кВ	1	ВММ- 10/400	1988 року	Від 12.03.2 021	Застарілий, відпра- цьований нормативний механічний та комутаційний ресурс	EasyPact EXE 10 кВ	- встановлення контролеру ТМ з підключенням до нього вимірювального приладу Satec PM130 лінійної комірки 10кВ; - побудова основного	РС83- АВ3

									каналу передачі даних на радіомодемі Rasom та резервного на GPRS роутері.	
10	ПС-35/10 "Высоковская"	10 кВ	1	ВМГ-133/600	1969 року	Від 17.03.2021		EasyPact EXE 10 кВ	- підключення до існуючої системи ТМ вимірювального приладу Satec PM130 лінійної комірки 10кВ.	PC83-AB3
11	ПС-35/10 "Григорьевка"	10 кВ	1	ВМП-10/630	1985 року	Від 12.03.2021	Застарілий, відпрацьований нормативний механічний та комутаційний ресурс	EasyPact EXE 10 кВ	- підключення до існуючої системи ТМ вимірювального приладу Satec PM130 лінійної комірки 10кВ.	PC83-AB3
12	ПС-35/10 "Каланчакская"	10 кВ	1	ВМГ-10/630	1960 року	Від 12.03.2021	Застарілий, відпрацьований нормативний механічний та комутаційний ресурс	EasyPact EXE 10 кВ	- підключення до існуючої системи ТМ вимірювального приладу Satec PM130 лінійної комірки 10кВ.	PC83-AB3
13	ОП „Кошевая”	35 кВ	2	ВМ-35/600	1975 року	Від 10.03.2021	Застарілий, відпрацьований нормативний механічний та комутаційний ресурс	ВР35НС (або аналог)	- налаштування в ОІК видачу інформації з контролерів реклоузерів OSM-38 ввідних комірок 35кВ	-

13.1 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) 2с.ш.10-35кВ ПС 35/10кВ «Счастливцево»

Підстанція 35/10кВ “Счастливцево” була введена в експлуатацію у 1976 році. На стороні 10кВ встановлено 5 масляних вимикачів типу ВМГ-10/630 (1976 року виготовлення), які експлуатуються вже близько 43 років та мають значний механічний знос, що унеможлиблює організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

Лінії Л-691, Л-692, Л-693 та Л-694 на ПС 35/10кВ “Счастливцево” мають коефіцієнт SAIDI (0,352%), що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на його зниження. Крім того, для забезпечення електропостачання споживачів від ПС-35/10 кВ «Счастливцево» з урахуванням перспективного навантаження пропонується технічне переоснащення другої черги підстанції з встановленням другого трансформатора потужністю 10 МВ*А. На даний час максимальне зафіксоване навантаження по цій ПС складає 6 МВт. Видано та не реалізовано ТУ на 6,7 МВт. При цьому необхідно облаштування 2 с.ш. 35 кВ з технічним переоснащенням комірки секційного вимикача 35 кВ з вакуумним вимикачем ZAF-01 в комплекті з трансформаторами струму CTSO-38L. Для Тр-ра 2Т необхідно облаштувати ПС маслоприймачем та маслозбірником загальним для 1Т та 2Т. Монтаж порталів з урахуванням встановлення другої секції 35 кВ. Облаштування 2 с.ш 10 кВ у комплекті з комірками КРУ-10 у кількості 4 лінійних комірок, комірки секційного вимикача 10 кВ, комірки ввідного вимикача 10 кВ, комірки ТН та комірки ТВП. Одним із цих заходів є технічне переоснащення 2 С.Ш.-10 кВ, та 2 С.Ш.-35кВ з вакуумними вимикачами з електромеханічними захистами на МП пристрої РЗА для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI (прогнозовано до 0,213%). Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до нього запроектованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами. Телемеханізація підстанції виконується на базі наявного КП телемеханіки СКАТ ТМ, який встановлений на підстанції в шафі ТМ, з підключенням до нього обладнання РЗА (РС83-АВ2) та багатофункціональних вимірювальних засобів Satec РМ130 лінійних комірок 10кВ (Л-691, Л-692, Л-693, Л-694), багатофункціонального вимірювального засобу Linax Р3000 ввідної комірки 1Т-10кВ та модуля вимірювання рівня напруги мережі — ОВЕН МЭ110-220.3 кожного ТСП зі сторони 0,4кВ для можливості дистанційного їх керування, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикача, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК Генічеського ВДРМ у протоколі IEC 60780-5-104.

Аналіз аварійних відключень трансформатора 1Т та розрахунків ремонтних режимів ПС-35/10кВ «Счастливцево» вказує на недоліки існуючих пристроїв захистів і автоматики трансформатора 1Т які не можуть забезпечити повноцінні захисти і автоматику трансформатора 1Т, а отже і його справний стан.

Для створення повноцінних захистів трансформатора 1Т, необхідно облаштувати його сучасними багатоступеневими захистами, з розподілом захистів на основні і резервні, з функціями взаємного резервування захистів обмоток ВН і НН трансформаторів, з журналами подій і аварійними осцилографами.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до нього запроєктованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикачів, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК РЕМ. Для передачі телемеханічної інформації будується два канали передачі даних - основний та резервний.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ «Счастливец» ДЕФЕКТНИЙ АКТ та визначено обсяги робіт з облаштування 2 С.Ш.-10 кВ, та 2 С.Ш.-35кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА для організації АПВ

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ власними силами Товариства, було виготовлено проект на суму 23914,70 тис. грн (без ПДВ), проєктно-кошторисну документацію «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) 2с.ш.10-35кВ ПС 35/10кВ «Счастливец» було виготовлено господарським способом у 2021 році та затверджено наказом №630 від 09.09.2021р.

Відповідний захід передбачений програмою розвитку системи розподілу АТ «Херсонобленерго» на 2022-2026 роки пункт 2.2.9.2 таблиця 21. Експертний висновок по проекту виконано ТОВ «ЕКСПЕРТИЗА МВК» у 2021 році.

Згідно програми розвитку 2022-2026 р. технічне переоснащення ПС 35/10кВ «Счастливец» було заплановано на 2022 рік.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги потужність приєднання по стороні 10 кВ на ПС 35/10 «Счастливец» з сумарним навантаженням 6700 кВт, виникає необхідність технічного переоснащення 2 С.Ш.-10 кВ та 2 С.Ш.-35 кВ

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$1,68 * 6700 = 11256 \text{ грн/годину}$$

$$24 * 6700 = 270144 \text{ грн/добу}$$

$$365 * 270144 = 98602560 \text{ грн/рік}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$\text{Ток} = 23914,700 / 98602560 = 0,24 \text{ років.}$$

Таким чином, процес технічне переоснащення 2 С.Ш.-10 кВ, та 2 С.Ш.-35кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА для організації АПВ, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
23914,70	0,00	98602,56	0,24

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 14962.5 тис. грн (без ПДВ).

13.2 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ЗРП - 35кВ ПС-35/10кВ „Сухарная”

Підстанція введена в експлуатацію в 1973 році.

ВРУ-35 кВ виконано за нетиповою схемою «Два блоки ліній трансформатор з відділювачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній електропередавання» та живиться від ПЛ-35кВ “Промышленная-1” та ПЛ-35кВ “Промышленная-2”.

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

В даний час у складі ЗРП-35 кВ ПС 35/10кВ „Сухарная” експлуатуються 2 силових трансформатори встановленою потужністю 20 МВА, релейний захист яких на стороні ВН організовано з застосуванням комплектів короткозамикачів та відокремлювачів, у разі спрацьовування яких відключаються вимикачі постачальних ліній 35 кВ. Це приводить до знеструмлення ПЛ-35кВ-Промышленная 1 або Промышленная-2 від яких живляться ПС 35кВ “Дзержинская”, ПС 35кВ “Кошечая” та ПС 35кВ “Силикатная”, що значно зменшує надійність та якість електропостачання споживачів в тому числі 1-ї категорії. ОД/КЗ-35кВ на ПС 35/10кВ „Сухарная” експлуатуються вже 43-и роки та мають моральний і фізичний знос, що недопустимо згідно ПТЕ та інших нормативних документів.

Облаштування вакуумних вимикачів 35кВ, в комплекті з трансформаторами струму 35кВ на 1 та 2 СШ-35кВ замість ОД/КЗ-35кВ, дасть змогу уникнення знеструмлення постачальних ліній 35 кВ, що значно підвищить надійність електропостачання значної частини м.Херсона. Через чималі габаритні розміри вакуумних вимикачів в комплекті з трансформаторами струму встановлення їх в ЗРП-35 кВ (поряд з силовими трансформаторами) неможливо по умовам безпечної експлуатації, доцільно встановити реклоузери OSM-38 з вмонтованими трансформаторами струму, які мають менші габаритні розміри та монтується на стіни ЗРП-35кВ замість демонтованих ОД/КЗ-35 кВ.

Система освітлення не забезпечує необхідний світловий потік на ключах та важелях управління комутаційними апаратами та не відповідає нормам освітлення приміщення в цілому.

Необхідність подачі нового живлення на кола сигналізації та кола управління, вичерпаний комутаційний ресурс ввідних та секційного автоматичних вимикачів ШВП, неможливість заживлення нових панелей захисту та центральної сигналізації, створює необхідність в заміні щита власних потреб.

Телемеханізація підстанції виконується на базі КП телемеханіки СКАТ ТМ, який встановлюється замість СКАТ РПЕ на підстанції в шафі ТМ, з підключенням до нього контролерів прийому та обробки даних реклоузерів OSM-38, котрі встановлюються на ввідних комірках 35кВ та багатофункціональних вимірювальних засобів LINAX PQ3000 ввідних комірок 10кВ для можливості дистанційного їх керування, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикачів, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК Херсонського ВДРМ у протоколі IEC 60780-5-104.

Основний канал передачі даних будується за допомогою комунікаційного радіо-обладнання зв'язку типу RACOM RipEX 432S, резервний канал - за допомогою існуючого GPRS роутера UR5i v2 Libratum. Для розміщення обладнання основного каналу передачі даних використовується існуюча залізобетонна антенно-щоголова споруда висотою 22м.

Реалізація цього заходу "Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ЗРП - 35кВ ПС-35/10кВ „Сухарная” з заміною ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ з заміною пристроїв РЗА. Заміна панелей електро-механічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА, забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ "Сухарная" та складено ДЕФЕКТНИЙ АКТ(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ) від 17.03.2021р для визначення обсягів робіт з технічного переоснащення ПС-35/10кВ „Сухарная” з заміною ОД/КЗ-35кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ. З заміною пристроїв РЗА, заміною панелей електро-механічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ згідно наказу №630 від 09.09.2021р. розроблено проектно-кошторисну документацію "Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ЗРП - 35кВ ПС-35/10кВ „Сухарная” з облаштуванням пристроїв РЗА. Заміна панелей електро-механічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА." було виготовлено господарським способом у 2021 році.

Відповідний захід передбачений програмою розвитку системи розподілу АТ «Херсонобленерго» на 2022-2026 роки пункт 2.2.19.1 таблиця 21.

Згідно програми розвитку 2022-2026 р. технічне переоснащення ПС 35/10кВ "Сухарная" було заплановано на 2022 рік. Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 8716,88 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується

включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 8716,88 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 46270,36 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$$46270,36 * 6 \text{ годин} = 277622,16 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$В \text{ лік.} = 1,68 * 277622,16 = 466405,23 \text{ грн.}$$

Також слід враховувати, що споживачі залишаться знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 11248 та юридичних 347 загалом 11595 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$$В \text{ компенс.} = 11248 * 200 \text{ грн} + 347 * 400 \text{ грн} = 363760 \text{ грн.}$$

$$В \text{ експ.} = В \text{ компенс.} + В \text{ лік.} = 363760 + 466405,23 = 830165,23 \text{ грн}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$Ток = 8716880 / 830165,23 = 10,5 \text{ років.}$$

Таким чином, процес заміни відділювача з короткозамикачем на вакуумний вимикач 35кВ заміною пристроїв РЗА, заміною панелей електро-механічних захистів силових трансформаторів 1Т, 2Т на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
8716.880	0,00	830.16523	10.5

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 4232.42 тис. грн (без ПДВ).

13.3 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП- 35кВ ПС-35/6кВ „Консервная”

Підстанція 35/6 кВ “Консервная” була введена в експлуатацію у 1964 році. На стороні 35 кВ встановлено вимикачі типу ВМ-35/600 (1968 року виготовлення), які мають низький механічний та комутаційний ресурс. Враховуючи значний механічний та моральний знос, під час довготривалої експлуатації, більшості вузлів та елементів, які потребують заміни, середня вартість проведення капітального ремонту одного вимикача з урахуванням вартості заміни запчастин на сьогоднішній день становить близько 35 тис.грн.

при міжремонтному періоді – 3 роки. Крім того, щорічно витрачаються значні кошти на технічне обслуговування та поточний ремонт даних вимикачів.

Також звертаємо увагу на те що, через простій устаткування в ремонті як мінімум 3 доби, зростають втрати при передачі електроенергії, пов'язані з перезаживленням споживачів за радіальними мережами 6-10 кВ.

Вакуумні вимикачі не вимагають технічного обслуговування протягом 15 років. Їх впровадження дозволить значно знизити витрати на аварійно-відновлювальні та експлуатаційні роботи.

Телемеханізація підстанції виконується на базі КП телемеханіки СКАТ ТМ, який встановлюється замість СКАТ РПЕ на підстанції в шафі ТМ, з підключенням до нього багатofункціональних вимірювальних засобів Satec PM130 ввідних комірок 35кВ для можливості дистанційного їх керування, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикачів, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК Херсонського ВДРМ у протоколі IEC 60780-5-104.

Основний канал передачі даних будується за допомогою комунікаційного радіо-обладнання зв'язку типу RACOM RipEX 432S, резервний канал - за допомогою існуючого GPRS роутера UR5i v2 Libratum. Для розміщення обладнання основного каналу передачі даних використовується існуюча залізобетонна антенно-щоглова споруда.

Планується провести роботи по заміні масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні ВР-35-НСМ в кількості 2 шт. в комплекті з трансформаторами струму 35кВ з литою ізоляцією. Вакуумні вимикачі не вимагають технічного обслуговування протягом 15 років. Їх впровадження дозволить значно знизити витрати на аварійно-відновлювальні та експлуатаційні роботи, тому заміна масляних вимикачів 35кВ (ввода 35кВ тр-рів 1Т та 2Т) на вакуумні вимикачі 35кВ типу ВР35НСМ (або аналог) в комплекті з трансформаторами струму 35кВ з литою ізоляцією та панелі захисту трансформаторів 1Т та 2Т є доцільним заходом по технічному переоснащенню. Основний захист диференційний, запроєктований на базі мікропроцесорного пристрою РС83-ДТ2 (або аналог), захист вимикачів ВВ-35-1Т та ВВ-35-2Т запроєктований на базі мікропроцесорного пристрою РС83-АВ2 (або аналог) вартість яких приблизно складає 8500 тис.грн.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 35 кВ.

В березні 2020 року було обстежено ПС 35/6 кВ “Консервная” та складено [ДЕФЕКТНИЙ АКТ\(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ\)](#) від 19.03.2020р для визначення обсягів робіт з заміною масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ в комплекті з трансформаторами струму.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» [ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЄКТУВАННЯ](#) згідно [наказу №630 від 09.09.2021р.](#) розроблено [проектно-кошторисну документацію “Технічне переоснащення \(заміна одиниць та вузлів \) ВРП- 35кВ ПС-35/6кВ „Консервная”](#) » з заміною масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ в комплекті з трансформаторами струму. було виготовлено у 2020 році.

Відповідний захід передбачений програмою розвитку системи розподілу АТ «Херсонобленерго» на 2022-2026 роки пункт 2.2.27.1 таблиця 21. Експертний висновок по проекту виконано ТОВ «ЕКСПЕРТИЗА МВК» у 2021 році.

Згідно програми розвитку 2022-2026 р. технічне переоснащення ПС 35/6 кВ “Консервная” було заплановано на 2022 рік. Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 5828,866 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 5828,866 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 29199,40 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$$29199,40 * 6 \text{ годин} = 175196,40 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$\text{В лік.} = 1,68 * 175196,40 = 294329,95 \text{ грн.}$$

Також слід враховувати, що споживачі залишаться знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 4283 та юридичних 222 загалом 4505 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$$\text{Вкомпенс.} = 4283 * 200 \text{ грн} + 222 * 400 \text{ грн} = 945400 \text{ грн.}$$

$$\text{В експ.} = \text{Вкомпенс.} + \text{Влік.} = 945400 + 294329,95 = 1239729,95 \text{ грн}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$\text{Ток} = 5828866 / 1239729,95 = 4,7 \text{ років.}$$

Таким чином, процес заміни масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
5828.866	0,00	1239.72995	4.7

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3378.81 тис. грн (без ПДВ).

13.4. Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП- 10кВ ПС 35/10кВ «В.Александровка»

Підстанція 35/10кВ “В.Александровка” була введена в експлуатацію у 1957 році. На стороні 10кВ встановлено 13 масляних вимикачів типу ВМГ-10/630 та

КДВ-10/630, які експлуатуються вже близько 64 років та мають значний механічний знос, що унеможлиблює організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

Лінії Л-1301, Л-1302, Л-1303, Л-1304, Л-1305, Л-1306, Л-1307, Л-1308 та Л-1309 на ПС 35/10кВ "В.Александровка" мають коефіцієнт SAIDI(1,392%), що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є заміна комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI. Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) ліній Л-1301, Л-1302, Л-1303, Л-1304, Л-1305, Л-1306, Л-1307, Л-1308 та Л-1309 більш ніж у 50% - є успішним.

Релейні шафи Л-1301, Л-1302, Л-1303, Л-1304, Л-1305, Л-1306, Л-1307, Л-1308 та Л-1309 укомплектовані захистом який складається з одного ступіню МСЗ з використанням електронних реле типу РС80-М2-14, і електромеханічного захисту від замикань на землю з дією на сигнал.

Аналіз аварійних відключень комірок 10кВ ПС-35/10кВ «В.Александровка» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикачів 10 кВ, включно з такими функціями, як направлені багатоступеневі захисти, АПВ і обчислення відстані до місця пошкодження по ПЛ-10кВ

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 10кВ необхідно облаштувати комірки 10кВ ПС-35/10кВ «В.Александровка» пристроями типу РС83-АВ3 (або аналог), які мають згадані вище функції.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до нього запроєктованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами. Телемеханізація підстанції виконується на базі наявного КП телемеханіки СКАТ ТМ, який встановлений на підстанції в шафі ТМ, з підключенням до нього обладнання РЗА (РС83-АВ2) та багатофункціональних вимірювальних засобів Satec РМ130 лінійних комірок 10кВ (Л-1301, Л-1302, Л-1303, Л-1304, Л-1305, Л-1306, Л-1307, Л-1308, Л-1309 та секційного вимикача), багатофункціонального вимірювального засобу Linaх Р3000 ввідних комірок 10кВ та модуля вимірювання рівня напруги мережі — ОВЕН МЭ110-220.3 кожного ТСП зі сторони 0,4кВ для можливості дистанційного їх керування, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикача, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК Високопільського ВДРМ у протоколі IEC 60780-5-104.

Для забезпечення передачі телеметричної інформації до ОІК Високопільського ВДРМ будується основний канал передачі даних на базі цифрового радіо-релейного каналу зв'язку між ПС-35кВ "В.Александровка" до ПС-150кВ "Трифоновка" на обладнанні АLCОМА, резервний канал - за допомогою існуючого комунікаційного обладнання провайдера передачі даних. Маршрутизація між каналами передачі даних та захист передаваної інформації буде забезпечувати маршрутизатор передавання даних CISCO, який встановлюється у шафі зв'язку В.Олександрівської дільниці з прокладанням

мережевих кабелів передачі даних до радіо-релейного обладнання та КП телемеханіки розміщених на ПС.

Для розміщення обладнання каналів передачі даних встановлюється залізобетонна антенно-щоглова споруда висотою 22м на території ПС 35/10 кВ «В.Александровка» з металевою драбиною та кронштейном для кріплення антен радіобладнання.

Для забезпечення відеонагляду за роботою силового обладнання підстанції передбачається встановлення на підстанції системи зовнішнього відеоспостереження на базі ІР-камер, розміщених на щоглової споруді та шафи з відеореєстратором з підключенням до каналів передавання даних.

Для виконання технічного переоснащення КРП-10 кВ на ПС «В.Александровка», проектом передбачено заміну 13 масляних вимикачів типу ВМГ-10/630 та КДВ-10/630 1957 року виготовлення на вакуумні вимикачі ВВ/VL-12-25-1000 (або аналог). Виробник вакуумних вимикачів не виготовляє вимикачі на струм 630А, тому проектом передбачено встановлення вимикача на струм 1000А в комірках типу КРН-10. На кожній секції встановлюється комірка з ТН, та комірка з ТВП. Комірка секційна встановлюється в комплекті з роз'єднувачем Старі комірki через довготривалий час експлуатації, мають порушення конструктивної цілісності, корозію, а місцями навіть сліди перекриття електричної дуги, в наслідок чого з'явилися відкриті отвори в комірках, які не можливо відновити. Тому заміна будівельних елементів буде вирішенням питання по технічному переоснащенню КРП-10.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ «В.Александровка» та складено ДЕФЕКТНИЙ АКТ(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ) від 19.03.2021р для визначення обсягів робіт з заміни комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірki 10кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ згідно наказу №630 від 09.09.2021р. розроблено проектно-кошторисну документацію «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП- 10кВ ПС 35/10кВ «В.Александровка»» було виготовлено господарським способом у 2021 році.

Відповідний захід передбачений програмою розвитку системи розподілу АТ «Херсонобленерго» на 2022-2026 роки пункт 2.2.55.1 таблиця 21. Експертний висновок по проекту виконано ТОВ «ЕКСПЕРТИЗА МВК» у 2021 році.

Згідно програми розвитку 2022-2026 р. технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПС 35/10кВ «В.Александровка» було заплановано на 2022 рік. Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 12442,17 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 12442,17 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 20476,76 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$$20476,76 * 6 \text{ годин} = 122860,56 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$\text{В лік.} = 1,68 * 122860,56 = 206405,74 \text{ грн.}$$

Також слід враховувати, що споживачі залишаться знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 4757 та юридичних 432 загалом 5189 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$$\text{Вкомпенс.} = 4757 * 200 \text{ грн} + 432 * 400 \text{ грн} = 1124200 \text{ грн.}$$

$$\text{В експ.} = \text{Вкомпенс.} + \text{Влік.} = 1124200 + 206405,74 = 1330605,74 \text{ грн}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$\text{Ток} = 12442170 / 1330605,74 = 9,3 \text{ років.}$$

Таким чином, процес заміни комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
12442.170	0,00	1330.60574	9.3

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 8059.32 тис. грн (без ПДВ).

13.5 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП- 10кВ ПС 35/10кВ «Константиновка»

Підстанція 35/10кВ “Константиновка” була введена в експлуатацію у 1963 році. На стороні 10кВ встановлено 7 масляних вимикачів типу ВМП-10/630 та ВМГ-133/600 , які експлуатуються вже близько 52 років та мають значний механічний знос, що унеможливує організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

Лінії Л-291, Л-294, Л-292 та Л-293 на ПС 35/10кВ “Константиновка” мають коефіцієнт SAIDI(0,180%), що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є заміна комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами для

організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI. Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) ліній Л-291, Л-294, Л-292 та Л-293 більш ніж у 50% - є успішним.

Релейні шафи Л-291, Л-294, Л-292 та Л-293 укомплектовані захистом який складається з одного ступіню МСЗ з використанням електронних реле типу РС80-М2-14, і електромеханічного захисту від замикань на землю з дією на сигнал.

Аналіз аварійних відключень комірок 10кВ ПС-35/10кВ «Константиновка» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикачів 10 кВ, включно з такими функціями, як направлені багатоступеневі захисти, АПВ і обчислення відстані до місця пошкодження по ПЛ-10кВ

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 10кВ необхідно облаштувати комірки 10кВ ПС-35/10кВ «Константиновка» пристроями типу РС83-АВ3 (або аналог), які мають згадані вище функції.

Згідно проекта по технічному переоснащенню ПС «Константиновка» передбачено заміну 7 вакуумних вимикачів ВВ/VL-12-25-1000 замість 7 масляних вимикачів типу ВМП-10/630 та ВМГ-133/600. Потужність вимикачів запроектована 1000 А, тому що виробник вакуумних вимикачів не виготовляє вимикачі на струм 600А-630А.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до нього запроектованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами. Телемеханізація підстанції виконується на базі КП телемеханіки СКАТ ТМ, який встановлюється на підстанції в шафі ТМ, з підключенням до нього обладнання РЗА (РС83-АВ2) та багатофункціональних вимірювальних засобів Satec РМ130 лінійних комірок 10кВ (Л-291, Л-292, Л-293, Л-294 та секційного вимикача), багатофункціонального вимірювального засобу Linax Р3000 ввідних комірок 10кВ та модуля вимірювання рівня напруги мережі — ОВЕН МЭ110-220.3 кожного ТСП зі сторони 0,4кВ для можливості дистанційного їх керування, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикача, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК Каховського ВДРМ у протоколі IEC 60780-5-104.

Для забезпечення передачі телеметричної інформації до ОІК Каховського ВДРМ будується основний канал передачі даних на базі цифрового радіорелейного каналу зв'язку між ПС-35кВ "Константиновка" та ПС-150кВ "ГНС СОС" на обладнанні АLCOMA, резервний канал - за допомогою комунікаційного обладнання на базі радіомодему RipEX 432S Master (з круговою антеною), який встановлюється на ПС-35кВ "Константиновка". Маршрутизація між каналами передачі даних та захист передаваної інформації буде забезпечувати маршрутизатор передавання даних CISCO, який встановлюється у шафі зв'язку ПС-35кВ "Константиновка".

Для розміщення обладнання каналів передачі даних встановлюється залізобетонна антенно-щоглова споруда висотою 22м на території ПС-35кВ «Константиновка» з металевією драбиною та кронштейном для кріплення антен радіообладнання.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ «Константиновка» та складено ДЕФЕКТНИЙ АКТ(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ) від 19.03.2021р для визначення обсягів робіт з заміни комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ згідно наказу №630 від 09.09.2021р. розроблено проектно-кошторисну документацію «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП- 10кВ ПС 35/10кВ «Константиновка»» було виготовлено господарським способом у 2021 році.

Відповідний захід передбачений програмою розвитку системи розподілу АТ «Херсонобленерго» на 2022-2026 роки пункт 2.2.56.1 таблиця 21.

Згідно програми розвитку 2022-2026 р. технічне переоснащення ПС 35/10кВ «Константиновка» було заплановано на 2022 рік. Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 8390,33 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 8390,33 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 6800,86 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$$6800,86 * 6 \text{ годин} = 40805,16 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$\text{В лік.} = 1,68 * 40805,16 = 68552,67 \text{ грн.}$$

Також слід враховувати, що споживачі залишаться знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 1343 та юридичних 205 загалом 1486 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$$\text{Вкомпенс.} = 1343 * 200 \text{ грн} + 205 * 400 \text{ грн} = 350600 \text{ грн.}$$

$$\text{В експ.} = \text{Вкомпенс.} + \text{Влік.} = 350600 + 68552,67 = 419152,67 \text{ грн}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$\text{Ток} = 8390330 / 419152,67 = 20 \text{ років.}$$

Таким чином, процес заміни комірок 10кВ з масляними вимикачами на комірки 10кВ з вакуумними вимикачами з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
8390.330	0,00	419.15267	20

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 4690.85 тис. грн (без ПДВ).

13.6 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП- 10кВ ПС 35/10кВ “Ключева”

Підстанція 35/10кВ “Ключева” була введена в експлуатацію у 1970 році. На стороні 10кВ встановлено 9 масляних вимикачів типу ВМГ-10/630 та ВМГ-133/600, які експлуатуються вже близько 50 років та мають значний механічний знос, що унеможлиблює організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

Лінії Л-8651, Л-8652 та Л-8653 на ПС 35/10кВ “Ключева” мають найвищий коефіцієнт SAIDI (0,73%), що є недопустимим фактом та потребують комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є заміна масляних вимикачів 10кВ Л-8651, Л-8652 та Л-8653 на вакуумні вимикачі 10кВ для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI (прогнозовано до 0,36%). Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) ліній Л-8651, Л-8652 та Л-8653 більш ніж у 50% - є успішним.

Релейні шафи Л-8651, Л-8652 та Л-8653 укомплектовані захистом який складається з одного ступіню МСЗ з використанням електронних реле типу РС80-М2-14, і електромеханічного захисту від замикань на землю з дією на сигнал.

Аналіз аварійних відключень комірок 10кВ ПС-35/10кВ «Ключева» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикачів 10 кВ, включно з такими функціями, як направлені багатоступеневі захисти, АПВ і обчислення відстані до місця пошкодження по ПЛ-10кВ.

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 10кВ необхідно облаштувати комірки 10кВ ПС-35/10кВ «Ключева» пристроями типу РС83-АВ3 (або аналог), які мають згадані вище функції.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до нього запроєктованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами. Телемеханізація підстанції виконується на базі наявного КП телемеханіки СКАТ ТМ, який встановлений на підстанції в шафі ТМ, з підключенням до нього обладнання РЗА (РС83-АВ2) та багатофункціональних вимірювальних засобів Satec РМ130 лінійних комірок 10кВ (Л-8651, Л-8652, Л-8653) для можливості дистанційного їх керування, отримання та передачі

телевимірювань, стану вимикача, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК Чаплинського ВДРМ у протоколі ІЕС 60780-5-104.

У якості основного каналу передачі даних використовується наявне комунікаційне обладнання на базі радіомодему RipEX 432S, який забезпечує радіоканал передачі даних між ПС-35кВ “Ключевая” та ПС-35кВ “Мирная”, у якості резервного каналу передачі даних використовується наявний GPRS модем передавання даних IRZ RU21.

Технічне переоснащення КРП-10 кВ на ПС “Ключевая” передбачає заміну 3 масляних вимикачів типу ВМГ-10/630 та ВМГ-133/600, 1970 року виготовлення на вакуумні вимикачі ВВ/VL-12-25-1000 (або аналог). Виробник вакуумних вимикачів не виготовляє вимикачі на струм 600А-630А, тому проектом передбачено встановлення вимикача на струм 1000А в комірках типу КРН-10.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ “Ключевая” та складено ДЕФЕКТНИЙ АКТ(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ) від 17.03.2021р для визначення обсягів робіт з заміни масляних вимикачів 10кВ Л-8651, Л-8652 та Л-8653 на вакуумні вимикачі 10кВ з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ згідно наказу №630 від 09.09.2021р. розроблено проектно-кошторисну документацію “Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП- 10кВ ПС 35/10кВ “Ключева” виготовлено господарським способом у 2021 році.

Відповідний захід передбачений програмою розвитку системи розподілу АТ «Херсонобленерго» на 2022-2026 роки пункт 2.2.59.1 таблиця 21.

Згідно програми розвитку 2022-2026 р. реконструкцію ПС 35/10кВ “Ключевая” було заплановано на 2022 рік. Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 1643,72 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 1643,72 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляних вимикачів з сумарним навантаженням 5087,80 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$$5087,80 * 6 \text{ годин} = 30526,80 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$\text{В лік.} = 1,68 * 30526,80 = 51285,02 \text{ грн.}$$

Також слід враховувати, що споживачі залишаться знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 890 та юридичних 110 загалом 964 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

Вкомпенс.= 890*200 грн +110*400 грн= 222000 грн.

В експ.= Вкомпенс. +Влік. = 222000+51285,02= 273285,02 грн

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

Ток = 1643720/ 273285,02 = 6 року.

Таким чином, процес заміни масляних вимикачів 10кВ Л-8651, Л-8652 та Л-8653 на вакуумні вимикачі 10кВ з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
1643.720	0,00	273.28502	6

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 967.66 тис. грн (без ПДВ).

13.7 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП- 10кВ ПС-35/10 "Привольє"

Підстанція 35/10кВ "Привольє" була введена в експлуатацію у 1963 році. На стороні 10кВ встановлено 7 масляних вимикачів типу ВМГ-10/630, які експлуатуються вже близько 60 років та мають значний механічний знос, що унеможливує організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

Лінія Л-8412 на ПС 35/10кВ "Привольє" має найвищий коефіцієнт SAIDI (0,811%), що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є заміна комірки з масляним вимикачем 10кВ Л-8412 на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI (прогнозовано до 0,406%). Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) лінії Л-8412 більш ніж у 50% - є успішним.

Релейна шафа Л-8412 укомплектована захистом який складається з одного ступіню МСЗ з використанням електронних реле типу РС80-М2-14, і електромеханічного захисту від замикань на землю з дією на сигнал.

Аналіз аварійних відключень комірок 10кВ ПС-35/10кВ «Привольє» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикачів 10 кВ, включно з такими функціями, як направлені багатоступеневі захисти, АПВ і обчислення відстані до місця пошкодження по ПЛ-10кВ

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 10кВ необхідно облаштувати комірку 10кВ ПС-35/10кВ «Привольє» пристроями типу РС83-АВ3 (або аналог), які мають згадані вище функції.

Для виконання технічного переоснащення КРП-10 кВ на ПС «Привольє», проектом передбачено заміну 1 масляного вимикача типу ВМГ-10/630 1963 року виготовлення на вакуумний вимикач ВВ/ВЛ-12-25-1000 (або аналог). Виробник вакуумних вимикачів не виготовляє вимикачі на струм 630А, тому проектом передбачено встановлення вимикача на струм 1000А в комірках типу КРН-10.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до нього запроєктованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами. Телемеханізація підстанції виконується на базі наявного КП телемеханіки СКАТ ТМ, який встановлений на підстанції в шафі ТМ, з підключенням до нього обладнання РЗА (РС83-АВ2) та багатофункціональний вимірювальний засіб Satec РМ130 лінійної комірки 10кВ (Л-8412) для можливості дистанційного їх керування, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикача, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК Чаплинського ВДРМ у протоколі ІЕС 60780-5-104.

У якості основного каналу передачі даних використовується наявне радіорелейне обладнання RADWIN 2000, у якості резервного каналу - наявне комунікаційне радіообладнання зв'язку RACOM RipEX 432S.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ «Привольє» та складено [ДЕФЕКТНИЙ АКТ\(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ\)](#) від 12.03.2021р для визначення обсягів робіт з заміни комірки з масляним вимикачем 10кВ на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ комірки Л-8412 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» [ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ](#) згідно [наказу №630 від 09.09.2021р.](#) розроблено [проектно-кошторисну документацію](#) «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП- 10кВ ПС-35/10 "Привілля" виготовлено господарським способом у 2021 році.

Відповідний захід передбачений програмою розвитку системи розподілу АТ «Херсонобленерго» на 2022-2026 роки пункт 2.2.60.1 таблиця 21.

Згідно програми розвитку 2022-2026 р. технічне переоснащення ПС 35/10кВ «Привольє» було заплановано на 2022 рік. Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 553,15 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 553,15 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 3563,40 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$$3563,40 * 6 \text{ годин} = 21\,380,40 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$\text{В лік.} = 1,68 * 21\,380,40 = 35919,07 \text{ грн.}$$

Також слід враховувати, що споживачі залишаться знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 563 та юридичних 121 загалом 667 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$$\text{Вкомпенс.} = 563 * 200 \text{ грн} + 121 * 400 \text{ грн} = 161000 \text{ грн.}$$

$$\text{В експ.} = \text{Вкомпенс.} + \text{Влік.} = 161000 + 35919,07 = 196919,07 \text{ грн}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$\text{Ток} = 553150 / 196919,07 = 2,8 \text{ років.}$$

Таким чином, процес заміни масляного вимикача 10кВ на вакуумний вимикач 10кВ комірки Л-8412 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
553.150	0,00	196.91907	2.8

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 304.16 тис. грн (без ПДВ).

13.8 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП- 10кВ ПС- 35/10 "Мирная"

Підстанція 35/10кВ "Мирная" була введена в експлуатацію у 1968 році. На стороні 10кВ встановлено 10 масляних вимикачів типу ВМГ-133/600 та ВМБ-10/400, які експлуатуються вже більше 50 років та мають значний механічний знос, що унеможлиблює організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

Лінія Л-8545 на ПС 35/10кВ "Мирная" має найвищий коефіцієнт SAIDI (0,242%), що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є заміна комірки з масляним вимикачем 10кВ Л-8545 на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI (прогнозовано до 0,121%). Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) лінії Л-8545 більш ніж у 50% - є успішним.

Релейна шафа Л-8545 укомплектована захистом який складається з одного ступіню МСЗ з використанням електронних реле типу РС80-М2-14, і електромеханічного захисту від замикань на землю з дією на сигнал.

Аналіз аварійних відключень комірок 10кВ ПС-35/10кВ «Мирная» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикачів 10 кВ, включно з такими функціями, як направлені багатоступеневі захисти, АПВ і обчислення відстані до місця пошкодження по ПЛ-10кВ

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 10кВ необхідно облаштувати комірку 10кВ ПС-35/10кВ «Мирная» пристроями типу РС83-АВ3 (або аналог), які мають згадані вище функції.

Для виконання технічного переоснащення КРП-10 кВ на ПС «Мирная», проектом передбачено заміну 1 масляного вимикача типу ВМГ-133/600 1968 року виготовлення на вакуумний вимикач ВВ/ВЛ-12-25-1000 (або аналог). Виробник вакуумних вимикачів не виготовляє вимикачі на струм 600А, тому проектом передбачено встановлення вимикача на струм 1000А в комірках типу КРН-10.

Також підстанції облаштовується системою телемеханіки з підключенням до нього запроектованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами. Телемеханізація підстанції виконується на базі наявного КП телемеханіки СКАТ ТМ, який встановлений на підстанції в шафі ТМ, з підключенням до нього обладнання РЗА (РС83-АВ2) та багатофункціональний вимірювальний засіб Satec РМ130 лінійної комірки 10кВ (Л-8545) для можливості дистанційного їх керування, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикача, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК Чаплинського ВДРМ у протоколі ІЕС 60780-5-104.

У якості основного каналу передачі даних використовується наявне комунікаційне радіоблабнання зв'язку RACOM RipEX 432S, у якості резервного каналу - наявний GPRS модем передавання даних IRZ RU21.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ «Мирная» та складено [ДЕФЕКТНИЙ АКТ](#) від 12.03.2021р для визначення обсягів робіт з заміни комірки з масляним вимикачем 10кВ на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ комірки Л-8545 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ АТ «Херсонобленерго» розроблено [проектно-кошторисну документацію «Технічне переоснащення \(заміна одиниць та вузлів \) КРП- 10кВ ПС-35/10 "Мирная" »](#) буде виготовлено господарським способом у 2021 році та затверджено [наказом №630 від 09.09.2021р.](#)

Відповідний захід передбачений програмою розвитку системи розподілу АТ «Херсонобленерго» на 2022-2026 роки пункт 2.2.61.1 таблиця 21.

Згідно програми розвитку 2022-2026 р. технічне переоснащення ПС 35/10кВ «Мирная» було заплановано на 2022 рік. Відповідно до розробленої проектно-

кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 569,99 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 569,99 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 2333,70 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$$2333,70 * 6 \text{ годин} = 14002,20 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$\text{В лік.} = 1,68 * 14002,20 = 23523,70 \text{ грн.}$$

Також слід враховувати, що споживачі залишаться знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 732 та юридичних 46 загалом 770 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$$\text{Вкомпенс.} = 732 * 200 \text{ грн} + 46 * 400 \text{ грн} = 164800 \text{ грн.}$$

$$\text{В експ.} = \text{Вкомпенс.} + \text{Влік.} = 164800 + 23523,70 = 188323,70 \text{ грн}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$\text{Ток} = 596990 / 188323,70 = 3,03 \text{ років.}$$

Таким чином, процес заміни масляного вимикача 10кВ на вакуумний вимикач 10кВ комірки Л-8545 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
596.990	0,00	188.32370	3.03

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 316.77 тис. грн (без ПДВ).

13.9 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП- 10кВ ПС-35/10 "Богданівка"

Підстанція 35/10кВ "Богданівка" була введена в експлуатацію у 1988 році. На стороні 10кВ встановлено 11 масляних вимикачів типу ВММ-10/400 , які експлуатуються вже більше 30 років та мають значний механічний знос, що унеможливує організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

Лінія Л-908 на ПС 35/10кВ “Богдановка” має найвищий коефіцієнт SAIDI (0,090%), що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є заміна комірки з масляним вимикачем 10кВ Л-908 на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI (прогнозовано до 0,045%). Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) лінії Л-908 більш ніж у 50% - є успішним.

Релейна шафа Л-908 укомплектована захистом який складається з одного ступіню МСЗ з використанням електронних реле типу РС80-М2-14, і електромеханічного захисту від замикань на землю з дією на сигнал.

Аналіз аварійних відключень комірок 10кВ ПС-35/10кВ «Богдановка» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикачів 10 кВ, включно з такими функціями, як направлені багатоступеневі захисти, АПВ і обчислення відстані до місця пошкодження по ПЛ-10кВ

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 10кВ необхідно облаштувати комірку 10кВ ПС-35/10кВ «Богдановка» пристроями типу РС83-АВ3 (або аналог), які мають згадані вище функції.

Для виконання технічного переоснащення КРП-10 кВ на ПС “Богдановка”, проектом передбачено заміну 1 масляного вимикача типу ВММ-10/400 1988 року виготовлення на вакуумний вимикач ВВ/ВЛ-12-25-1000 (або аналог). Виробник вакуумних вимикачів не виготовляє вимикачі на струм 400А, тому проектом передбачено встановлення вимикача на струм 1000А в комірках типу КРН-10.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до нього запроєктованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами. Телемеханізація підстанції виконується на базі КП телемеханіки СКАТ ТМ, який встановлюється на підстанції в шафі ТМ, з підключенням до нього обладнання РЗА (РС83-АВ2) та багатофункціональний вимірювальний засіб Satec РМ130 лінійної комірки 10кВ (Л-908) для можливості дистанційного їх керування, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикача, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК Каховського ВДРМ у протоколі IEC 60780-5-104.

Для забезпечення передачі телеметричної інформації до ОІК Каховського ВДРМ будується основний канал передачі даних на базі радіомодему RipEX 432S (з направленою антеною), який встановлюється на ПС-35кВ “Богдановка” та радіомодему RipEX 432S (з круговою антеною), який встановлюється на ПС-150кВ “Дудчино”, зі створенням відповідного цифрового радіоканалу зв’язку між ПС-35кВ “Богдановка” та ПС-150кВ “Дудчино”, що дозволить автоматизувати процес надходження потрібної інформації в ОІК Каховського ВДРМ АТ «Херсонобленерго». У якості резервного - буде використано відомчий радіоканал передавання даних, що будується за допомогою GPRS модему передавання даних IRZ RU21.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового

обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ “Богдановка” та складено ДЕФЕКТНИЙ АКТ(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ) від 12.03.2021р для визначення обсягів робіт з заміни комірки з масляним вимикачем 10кВ на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ комірки Л-908 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ згідно наказу №630 від 09.09.2021р. розроблено проектно-кошторисну документацію “Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП- 10кВ ПС-35/10 "Богданівка" буде виготовлено господарським способом у 2021 році.

Відповідний захід передбачений програмою розвитку системи розподілу АТ «Херсонобленерго» на 2022-2026 роки пункт 2.2.62.1 таблиця 21.

Згідно програми розвитку 2022-2026 р. технічне переоснащення ПС 35/10кВ “Богдановка” було заплановано на 2022 рік. Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 1637,44 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 1637,44 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 1240,86 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$$1240,86 * 6 \text{ годин} = 7445,16 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$\text{В лік.} = 1,68 * 7445,16 = 12507,87 \text{ грн.}$$

Також слід враховувати, що споживачі залишаться знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 186 та юридичних 36 загалом 211 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$$\text{Вкомпенс.} = 186 * 200 \text{ грн} + 36 * 400 \text{ грн} = 51600 \text{ грн.}$$

$$\text{В експ.} = \text{Вкомпенс.} + \text{Влік.} = 51600 + 12507,87 = 64107,87 \text{ грн}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$\text{Ток} = 1637440 / 64107,87 = 15,5 \text{ років.}$$

Таким чином, процес заміни масляного вимикача 10кВ на вакуумний вимикач 10кВ комірки Л-908 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

Економічний ефект від впровадження заходу:

--	--	--	--

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
1637.440	0,00	64.10787	15.5

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 933.34 тис. грн (без ПДВ).

13.10 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП- 10кВ ПС-35/10 "Высоковская"

Підстанція 35/10кВ "Высоковская" була введена в експлуатацію у 1969 році. На стороні 10кВ встановлено 7 масляних вимикачів типу ВМГ-133/600, які експлуатуються вже більше 50 років та мають значний механічний знос, що унеможливує організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

Лінія Л-1013 на ПС 35/10кВ "Высоковская" має найвищий коефіцієнт SAIDI (0,076%), що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є заміна комірки з масляним вимикачем 10кВ Л-1013 на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI (прогнозовано до 0,044%). Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) лінії Л-1013 більш ніж у 50% - є успішним.

Релейна шафа Л-1013 укомплектована захистом який складається з одного ступіню МСЗ з використанням електронних реле типу РС80-М2-14, і електромеханічного захисту від замикань на землю з дією на сигнал.

Аналіз аварійних відключень комірок 10кВ ПС-35/10кВ «Высоковская» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикачів 10 кВ, включно з такими функціями, як направлені багатоступеневі захисти, АПВ і обчислення відстані до місця пошкодження по ПЛ-10кВ

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 10кВ необхідно облаштувати комірку 10кВ ПС-35/10кВ «Высоковская» пристроями типу РС83-АВ3 (або аналог), які мають згадані вище функції.

Для виконання технічного переоснащення КРП-10 кВ на ПС "Высоковская", проектом передбачено заміну 1 масляного вимикача типу ВМГ-133/600 1969 року виготовлення на вакуумний вимикач ВВ/ВЛ-12-25-1000 (або аналог). Виробник вакуумних вимикачів не виготовляє вимикачі на струм 600А, тому проектом передбачено встановлення вимикача на струм 1000А в комірках типу КРН-10.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до неї запроектованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами. Телемеханізація підстанції виконується на базі наявного КП телемеханіки СКАТ ТМ, який встановлений на підстанції в шафі ТМ, з

підключенням до нього обладнання РЗА (PC83-AB2) та багатофункціональний вимірювальний засіб Satec PM130 лінійної комірки 10кВ (Л-1013) для можливості дистанційного їх керування, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикача, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК Н.Каховського ВДРМ у протоколі IEC 60780-5-104.

У якості основного каналу передачі даних використовується наявне комунікаційне радіобладнання зв'язку RACOM RipEX 432S, у якості резервного каналу - буде використано відомчий радіоканал передавання даних, що будується за допомогою GPRS модему передавання даних IRZ RU21.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ "Высоковская" та складено ДЕФЕКТНИЙ АКТ(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ) від 17.03.2021р для визначення обсягів робіт з заміни комірки з масляним вимикачем 10кВ на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ комірки Л-1013 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ АТ «Херсонобленерго» розроблено проектно-кошторисну документацію "Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП- 10кВ ПС-35/10 "Высоковская" » з заміною комірки з масляним вимикачем 10кВ Л-1013 на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА" було виготовлено у 2021 році та затверджено наказом №630 від 09.09.2021р.

Відповідний захід передбачений програмою розвитку системи розподілу АТ «Херсонобленерго» на 2022-2026 роки пункт 2.2.63.1 таблиця 21.

Згідно програми розвитку 2022-2026 р. Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП- 10кВ ПС-35/10 "Высоковская" було заплановано на 2022 рік. Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 717,07 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 717,07 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 545,2 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$$545,2 * 6 \text{ годин} = 3271,20 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$\text{В лік.} = 1,68 * 3271,20 = 5495,62 \text{ грн.}$$

Також слід враховувати, що споживачі залишаться знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 147 та юридичних 11 загалом 156 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

Вкомпенс.= 147*200грн +11*400грн= 33800грн.

В експ.= Вкомпенс. +Влік. =33800+5495,62= 39295,62 грн

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

Ток = 717070/ 39295,62 = 18,25 років.

Таким чином, процес заміни масляного вимикача 10кВ на вакуумний вимикач 10кВ комірки Л-1013 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
717.070	0,00	39.29562	18.25

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 380.04 тис. грн (без ПДВ).

13.11 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП- 10кВ ПС-35/10 "Тригорьевка"

Підстанція 35/10кВ "Тригорьевка" була введена в експлуатацію у 1985 році. На стороні 10кВ встановлено 8 масляних вимикачів типу ВМП-10/630 , які експлуатуються вже близько 40 років та мають значний механічний знос, що унеможлиблює організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

Лінія Л-751 на ПС 35/10кВ "Тригорьевка" має найвищий коефіцієнт SAIDI (0,311%), що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є заміна комірки з масляним вимикачем 10кВ Л-751 на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та значно зменшить коефіцієнт SAIDI (прогнозовано до 0,244%). Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) лінії Л-751 більш ніж у 50% - є успішним.

Релейна шафа Л-751 укомплектована захистом який складається з одного ступіню МСЗ з використанням електронних реле типу РС80-М2-14, і електромеханічного захисту від замикань на землю з дією на сигнал.

Аналіз аварійних відключень комірок 10кВ ПС-35/10кВ «Тригорьевка» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикачів 10 кВ, включно з такими функціями, як направлені

багатоступеневі захисти, АПВ і обчислення відстані до місця пошкодження по ПЛ-10кВ

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 10кВ необхідно облаштувати комірку 10кВ ПС-35/10кВ «Григорьевка» пристроями типу РС83-АВЗ (або аналог), які мають згадані вище функції.

Для виконання технічного переоснащення КРП-10 кВ на ПС «Григорьевка», проектом передбачено заміну 1 масляного вимикача типу ВМП-10/630 1985 року виготовлення на вакуумний вимикач ВВ/VL-12-25-1000 (або аналог). Виробник вакуумних вимикачів не виготовляє вимикачі на струм 630А, тому проектом передбачено встановлення вимикача на струм 1000А в комірках типу КРН-10.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до нього запроєктованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами. Телемеханізація підстанції виконується на базі наявного КП телемеханіки СКАТ ТМ, який встановлений на підстанції в шафі ТМ, з підключенням до нього обладнання РЗА (РС83-АВ2) та багатофункціональний вимірювальний засіб Satec РМ130 лінійної комірки 10кВ (Л-751) для можливості дистанційного їх керування, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикача, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК Чаплинського ВДРМ у протоколі ІЕС 60780-5-104.

У якості основного каналу передачі даних використовується наявне комунікаційне радіоблабнання зв'язку RACOM RipEX 432S, у якості резервного каналу - - наявний GPRS модем передавання даних IRZ RU21.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ «Григорьевка» та складено [ДЕФЕКТНИЙ АКТ\(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ\)](#) від 12.03.2021р для визначення обсягів робіт з заміни комірки з масляним вимикачем 10кВ на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ комірки Л-751 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ розроблено [проектно-кошторисну документацію «Технічне переоснащення \(заміна одиниць та вузлів \) КРП- 10кВ ПС-35/10 "Григор'ївка"»](#) було виготовлено господарським способом у 2021 році та затверджено [наказом №630 від 09.09.2021р.](#)

Відповідний захід передбачений програмою розвитку системи розподілу АТ «Херсонобленерго» на 2022-2026 роки пункт 2.2.64.1 таблиця 21.

Згідно програми розвитку 2022-2026 р. технічне переоснащення ПС 35/10кВ «Григорьевка» було заплановано на 2022 рік. Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 556,69 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 556,69 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 1673,8 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$$1673,8 * 6 \text{ годин} = 10042,80 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$\text{В лік.} = 1,68 * 10042,80 = 16871,90 \text{ грн.}$$

Також слід враховувати, що споживачі залишаться знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 419 та юридичних 60 загалом 456 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$$\text{Вкомпенс.} = 419 * 200 \text{ грн} + 60 * 400 \text{ грн} = 107800 \text{ грн.}$$

$$\text{В експ.} = \text{Вкомпенс.} + \text{Влік.} = 107800 + 16871,90 = 124671,90 \text{ грн}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$\text{Ток} = 556690 / 124671,90 = 4,46 \text{ років}$$

Таким чином, процес заміни масляного вимикача 10кВ на вакуумний вимикач 10кВ комірки Л-751 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
556.690	0,00	124.67190	4.46

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 295.05 тис. грн (без ПДВ).

13.12 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП- 10кВ ПС-35/10 "Каланчакская"

Підстанція 35/10кВ "Каланчакская" була введена в експлуатацію у 1960 році. На стороні 10кВ встановлено 11 масляних вимикачів типу ВМГ-10/630 та ВПМ-10/630 , які експлуатуються вже більше 50 років та мають значний механічний знос, що унеможливує організацію автоматичного повторного включення (АПВ) цих ліній 10кВ.

Лінія Л-8304 на ПС 35/10кВ "Каланчакская" має найвищий коефіцієнт SAIDI (0,451%), що є недопустимим фактом та потребує комплексу заходів направлених на його зниження. Одним із цих заходів є заміна комірки з масляним вимикачем 10кВ Л-8304 на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ для організації АПВ, що значно знизить час простою споживачів Товариства без електроенергії та

значно зменшить коефіцієнт SAIDI (прогнозовано до 0,225%). Як правило, ручне повторне вмикання (РПВ) лінії Л-8304 більш ніж у 50% - є успішним.

Релейна шафа Л-8304 укомплектована захистом який складається з одного ступіню МСЗ з використанням електронних реле типу РС80-М2-14, і електромеханічного захисту від замикань на землю з дією на сигнал.

Аналіз аварійних відключень комірок 10кВ ПС-35/10кВ «Каланчакская» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикачів 10 кВ, включно з такими функціями, як направлені багатоступеневі захисти, АПВ і обчислення відстані до місця пошкодження по ПЛ-10кВ

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 10кВ необхідно облаштувати комірку 10кВ ПС-35/10кВ «Каланчакская» пристроями типу РС83-АВ3 (або аналог), які мають згадані вище функції.

Для виконання технічного переоснащення КРП-10 кВ на ПС «Каланчакская», проектом передбачено заміну 1 масляного вимикача типу ВМГ-10/630 1960 року виготовлення на вакуумний вимикач ВВ/VL-12-25-1000 (або аналог). Виробник вакуумних вимикачів не виготовляє вимикачі на струм 630А, тому проектом передбачено встановлення вимикача на струм 1000А в комірках типу КРН-10.

Також підстанція облаштовується системою телемеханіки з підключенням до нього запроєктованого обладнання для можливості дистанційного керування вимикачами. Телемеханізація підстанції виконується на базі наявного КП телемеханіки СКАТ ТМ, який встановлений на підстанції в шафі ТМ, з підключенням до нього обладнання РЗА (РС83-АВ2) та багатофункціональний вимірювальний засіб Satec РМ130 лінійної комірки 10кВ (Л-8304) для можливості дистанційного їх керування, отримання та передачі телевимірювань, стану вимикача, сигналів аварійної та попереджувальної сигналізації до ОІК Чаплинського ВДРМ у протоколі ІЕС 60780-5-104.

У якості основного каналу передачі даних використовується наявний оптиковолоконний канал передачі даних з ПС-35кВ "Каланчакская" до Каланчацького відділення, у якості резервного каналу - наявне комунікаційне радіоблабнання зв'язку RACOM RipEX 432S.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 10кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ПС 35/10кВ «Каланчакская» та складено ДЕФЕКТНИЙ АКТ(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ) від 12.03.2021р для визначення обсягів робіт з заміни комірки з масляним вимикачем 10кВ на комірку з вакуумним вимикачем 10кВ комірки Л-8304 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ розроблено проектно-кошторисну документацію «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП- 10кВ ПС-35/10 "Каланчак"» було виготовлено господарським способом у 2021 році та затверджено наказом №630 від 09.09.2021р.

Відповідний захід передбачений програмою розвитку системи розподілу АТ «Херсонобленерго» на 2022-2026 роки пункт 2.2.28.4 таблиця 21.

Згідно програми розвитку 2022-2026 р. технічне переоснащення ПС 35/10кВ «Каланчакская» було заплановано на 2022 рік. Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає 559,29 тис.грн. До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 559,29 тис.грн.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу масляного вимикача з сумарним навантаженням 1766,50 кВт і витратах часу на його ремонт до 6 годин.

$$1766,50 * 6 \text{ годин} = 10599 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$В \text{ лік.} = 1,68 * 10599 = 17806,32 \text{ грн.}$$

Також слід враховувати, що споживачі залишаться знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 428 та юридичних 33 загалом 456 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$$В \text{ компенс.} = 428 * 200 \text{ грн} + 33 * 400 \text{ грн} = 98800 \text{ грн.}$$

$$В \text{ експ.} = В \text{ компенс.} + В \text{ лік.} = 98800 + 17806,32 = 116606,32 \text{ грн}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$Ток = 559290 / 116606,32 = 4,8 \text{ років.}$$

Таким чином, процес заміни масляного вимикача 10кВ на вакуумний вимикач 10кВ комірки Л-8304 з заміною електромеханічних захистів на МП пристрої РЗА, є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
559.290	0,00	116.60632	4.8

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 296.41 тис. грн (без ПДВ).

13.13 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ВРП - 35кВ ОП „Кошевая”

Підстанція ОП 35кВ «Кошевая» введена в експлуатацію в 1975 році.

ВРУ-35 кВ живиться від ПЛ-35кВ “Силикатная-1 - Промышленная-1” та ПЛ-35кВ “Силикатная-2 — Промышленная-2”. З ОП 35 кВ « Кошевая » кабельною лінією 35 кВ живиться ПС 35/6 «Кошевая». При пошкодженні кабельної лінії 35 кВ втрачають живлення одразу ПС 35/10 «Сухарная», ПС 35/6 «Дзержинская», ПС 35/6 «Кошевая».

Технічне переоснащення ОП 35 «Кошевая», з облаштуванням вакуумних вимикачів 35кВ, на 1 та 2 СШ-35кВ, дасть змогу уникнення знеструмлення постачальних ліній 35 кВ, що значно підвищить надійність електропостачання значної частини м.Херсона, а саме районів Шуменський, Корабел, та центр міхта з частиною Житлоселища.

Для виконання технічного переоснащення ОП 35 кВ « Кошевая », буде виконана заміна двох масляних вимикачів типу ВМ-35/600, 1975 року виготовлення на вакуумні вимикачі (реклоузери) типу OSM-38 з вмонтованими трансформаторами струму. Зміна двох лінійних порталів, двох лінійних роз'єднувачів, та двох роз'єднувачів к лініям КЛ-35-Промышленная-Кошевая -1 та 2 які встановлюються на нові конструкції виконані з метала захищеного від корозії.

Телемеханізація проєктованих лінійних комірок 35кВ виконується на базі цифрових контролерів прийому та обробки даних реклоузерів OSM-38, які забезпечують передавання сигналів телевимірювання, телесигналізації та телекерування вимикачами 35кВ через GPRS-роутер до (від) ОІК Херсонського ВДРМ у протоколі IEC 60780-5-104.

Канал передачі даних будується за допомогою GPRS роутера IRZ RU21, який розміщується в шафі керування реклоузером. Для забезпечення охорони реклоузера в шафі керування реклоузера встановлюється додатково система охоронної сигналізації на базі ППК Грифон-21 зі звуковим сигналом та підключенням до неї датчиків відкриття дверцят.

Реалізація цього заходу реконструкція ОП 35 кВ “Кошевая” з облаштуванням вакуумних вимикачів 35 кВ з пристроями РЗА, забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 35 кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

В березні 2021 року було обстежено ОП 35кВ «Кошевая» та складено [ДЕФЕКТНИЙ АКТ\(АКТ ОБСТЕЖЕННЯ\)](#) від 10.03.2021р для визначення обсягів робіт з проєктування.

Враховуючи вищевикладене, на виконання ТЗ АТ «Херсонобленерго» [ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА ПРОЄКТУВАННЯ](#) розроблено [проєктно-кошторисну документацію “Технічне переоснащення \(заміна одиниць та вузлів \) ВРП - 35кВ ОП „Кошевая”](#) було виготовлено у 2021 році та затверджено [наказом №630 від 09.09.2021р.](#) Відповідно до розробленої проєктно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає **5027,8 тис.грн.** До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити захід та виконати його у повному обсязі підрядним способом у сумі 5027,8 тис.грн.

Відповідний захід передбачений програмою розвитку системи розподілу АТ «Херсонобленерго» на 2022-2026 роки пункт 2.2.16.3. таблиця 21.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу КЛ-35 кВ з сумарним навантаженням 130131,28 кВт і витратах часу на його перемикання від резерву становить до 2 годин.

$130131,28 * 2 \text{ годин} = 260262,56 \text{ кВт г}$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$\text{В лік.} = 1,68 * 260262,56 = 437241,10 \text{ грн.}$

Також слід враховувати, що споживачі залишаються знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів 24340 та юридичних 1314 загалом 25654 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$\text{Вкомпенс.} = 24340 * 200 \text{ грн} + 1314 * 400 \text{ грн} = 5393600 \text{ грн.}$

$\text{В експ.} = \text{Вкомпенс.} + \text{Влік.} = 5393600 + 437241,10 = 5830841,10 \text{ грн}$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$\text{Ток} = 5027800 / 5830841,10 = 0,86 \text{ років.}$

Таким чином, процес облаштування вакуумних вимикачів 35 кВ є доцільним як за технічними, так і за економічними показниками.

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
5027.800	0,00	5830.84110	4.8

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2607.28 тис. грн (без ПДВ).

13.14 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т ПС-35/10кВ «Белозерская».

ПС-35/10кВ «Белозерская» (інв.№ 001740) АТ «Херсонобленерго» - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1978р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т потужністю 4,0 МВА, 2Т потужністю 10,0 МВА. Крім того, до 2СШ-10кВ підстанції підключена сонячна станція потужністю 9,9МВА.

Згідно Акту обстеження ПС-35/10кВ «Белозерская» №78 від 05.02.2021. виявлено: на ПС-35/10кВ «Белозерская» експлуатується комплект електро-механічних релейних захистів силового трансформатора 1Т, який складається з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, (диф.захист силового трансформатора – відсутній), з використанням електромеханічних реле. Комплект захистів силового трансформатора 1Т змонтований в шафі зовнішньої установки, має термін

експлуатації 43 роки, і вичерпав свій нормативний термін експлуатації, морально застарів і має значний фізичний знос, реле мають зношені контактні поверхні, кришки реле мають сколи, тріщини; гумові ущільнювачі кришок реле пошкоджені, та частково відсутні.

Виконання періодичних поточних ремонтів цього 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.

Для створення повноцінних захистів трансформатора 1Т необхідно облаштувати його сучасними багатоступеневими захистами, з розподілом захистів на основні і резервні, з функціями взаємного резервування захистів обмоток ВН і НН трансформаторів, з пристроєм автоматики РПН, журналами подій і аварійними осцилографами.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання ПС-35/10кВ «Белозерская», а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про вид, напрямок і зону пошкодження.

Таким чином буде забезпечено економію коштів на можливу компенсацію за перерви електропостачання більше 24 годин, і економію витрат на роботу аварійно-відновлювальних бригад за рахунок скорочення часу на пошук пошкодження, що в кінцевому результаті дозволить покращити показники SAIDI.

Враховуючи вищевикладене, на виконання завдання на проєктування АТ «Херсонобленерго» господарчим способом у 2021 році розроблено проєкт «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т ПС-35/10кВ «Белозерская», та затверджено наказом №630 від 09.09.2021р.

Відповідно до розробленої проєктно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає **395,63 тис. грн (без ПДВ).**

Проєктно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт у 2022 році:

- встановлення в комірці силового трансформатора 1Т пристроїв РЗА комплектів захистів з використанням мікропроцесорних пристроїв типу РС83-ДТ2 (диф.захист 1Т), РС83-АВ2 (резервний захист 1Т).

Реалізація об'єкту у повному обсязі підрядним способом можлива за **395,63 тис. грн (без ПДВ)**

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 60 км.
Ціна 1 літра палива А-92	32 грн
Середня ЗП водія	196 грн./день
Загальна вартість пристроїв	280 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	340 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	30 тис. грн.

Розрахунок:

- Витрати на паливо:

$$120 \text{ км} \times 12 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 257,76 \text{ л.}$$

$$257,76 \times 32 = 8\,248,32 \text{ грн.}$$

- ЗП працівників:

$$340 \times 12 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 12\,240,0 \text{ грн.}$$

- ЗП водія:

$$196 \times 12 \text{ (днів)} = 2\,352,00 \text{ грн.}$$

- ЗП разом:

$$12\,240 + 2\,352 = 14\,592,00 \text{ грн.}$$

- Сума витрат:

$$14\,592 + 8\,248,32 + 30\,000 = 52\,840,32 \text{ грн.}$$

Термін окупності кожного пристрою:

$$395,63 / 52,84 = 7,49 \text{ року.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
395,63	0,00	52,84	7.49

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за **247.89 тис. грн (без ПДВ).**

13.15 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-35кВ ПС-35/10кВ «Н.Григорьевка».

ПС-35/10кВ «Н.Григорьевка» (інв.№013978) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, підключена до мережі 35кВ трьома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ: 1Т, 2Т потужністю по 2,5 МВА.

Згідно Акту обстеження ПС-35/10кВ «Н.Григорьевка» №77 від 04.02.2021. виявлено: комплект захистів МВ-35кВ Вікторівка, МВ-35кВ Озеряне, МВ-35кВ Атманай ПС-35/10кВ «Н.Григорьевка» введено в експлуатацію у 1985 році, на даний час термін експлуатації їх становить 36 років.

При огляді шафи встановлено: комплекти захистів МВ-35кВ Вікторівка, МВ-35кВ Озеряне, МВ-35кВ Атманай змонтовані в шафах зовнішньої установки. Шафи мають пошкоджені елементи ущільнення, внутрішні елементи комплекту релейного захисту недостатньо захищені від навколишнього середовища.

Комплекти захистів МВ-35кВ Вікторівка, МВ-35кВ Озеряне, МВ-35кВ Атманай складається з одного ступіню МСЗ-35кВ з використанням електромеханічних реле. Схема керування вимикачами непрацездатна і виведена з роботи. Стан реле: рухомі та нерухомі контакти реле мають зношені контактні поверхні (нерівності та вибоїни), які неможливо видалити шліфуванням. Кришки реле мають сколи, тріщини; гумові ущільнювачі кришок реле пошкоджені, та частково відсутні.

Аналіз аварійних відключень МВ-35кВ Вікторівка, МВ-35кВ Озеряне, МВ-35кВ Атманай та розрахунків ремонтних режимів ПС-35/10кВ «Н.Григорьевка» вказує на неможливість існуючими засобами РЗА забезпечити повноцінні захисти і автоматику цих вимикачів.

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 35кВ необхідно облаштувати МВ-35кВ Вікторівка, МВ-35кВ Озеряне, МВ-35кВ Атманай ПС-35/10кВ «Н.Григорьевка» направленими багатоступеневими захистами, з функцією АПВ і можливістю обчислення відстані до місця пошкодження ПЛ-35кВ.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження обладнання основного живлення мережі 35кВ, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

Таким чином буде забезпечено економію коштів на можливу компенсацію за перерви електропостачання більше 24 годин, і економію витрат на роботу аварійно-відновлювальних бригад за рахунок скорочення часу на пошук пошкодження, що в кінцевому результаті дозволить покращити показники SAIDI.

Враховуючи вищевикладене, на виконання завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» господарчим способом у 2021 році розроблено проект

«Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПЛ-35кВ ПС-35/10кВ «Н.Григорьевка» та затверджено наказом №630 від 09.09.2021р.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає **528,55 тис. грн (без ПДВ).**

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт у 2022 році:

- встановлення в комірках МВ-35кВ Вікторівка, МВ-35кВ Озеряне, МВ-35кВ Атманай пристроїв РЗА типу РС83-АВ2.

Реалізація об'єкту у повному обсязі підрядним способом можлива за **528,55 тис. грн (без ПДВ).**

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 60 км.
Ціна 1 літра палива А-92	32 грн
Середня ЗП водія	196 грн./день
Загальна вартість пристроїв	280 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	340 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	30 тис. грн.

Розрахунок:

- Витрати на паливо:

$$120 \text{ км} \times 12 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 257,76 \text{ л.}$$

$$257,76 \times 32 = 8\,248,32 \text{ грн.}$$

- ЗП працівників:

$$340 \times 12 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 12\,240,0 \text{ грн.}$$

- ЗП водія:

$$196 \times 12 \text{ (днів)} = 2\,352,00 \text{ грн.}$$

- ЗП разом:

$$12\,240 + 2\,352 = 14\,592,00 \text{ грн.}$$

- Сума витрат:

$$14\,592 + 8\,248,32 + 30\,000 = 52\,840,32 \text{ грн.}$$

Термін окупності кожного пристрою:

$$528,55 / 52,84 = 10 \text{ років.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього,	Оприбуткування зворотних	Сукупний економічний ефект від впровадження	Окупність, роки
-------------------------	--------------------------	---	-----------------

тис. грн (без	матеріалів, тис.	заходу за 2020 рік, тис.	
ПДВ) 55	грн (600 ПДВ)	грн (652,8 ПДВ)	10

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 331.47 тис. грн (без ПДВ).

13.16 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ-35кВ ПС-35/10кВ Верби.

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 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.

Згідно Акту обстеження ПС-35/10кВ «Верби» №91 від 08.02.2021. виявлено: комплект захистів СМВ-35кВ змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 54 роки, вичерпав свій нормативний термін експлуатації, морально застарів і має значний фізичний знос, реле мають зношені контактні поверхні, кришки реле мають сколи, тріщини; гумові ущільнювачі кришок реле пошкоджені, та частково відсутні.

Виконання періодичних поточних ремонтів цього комплексу захистів не спроможне забезпечити відновлення його первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в цьому комплекті захистів лінії 35кВ відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення / відключення вимикачів, реєстрація аварійних подій, можливість обміну поточною та аварійною інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики.

Існуючий комплект захистів СМВ-35кВ на ПС-35/10кВ «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.

Для створення повноцінних нормальних робочих та ремонтних режимів мережі 35кВ необхідно облаштувати СМВ-35кВ ПС-35/10кВ «Верби» направленими багатоступеневими захистами, з функцією АПВ і можливістю обчислення відстані до місця пошкодження ПЛ-35кВ.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання мережі 35кВ, а у випадку спрацювання захистів

оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

Таким чином буде забезпечено економію коштів на можливу компенсацію за перерви електропостачання більше 24 годин, і економію витрат на роботу аварійно-відновлювальних бригад за рахунок скорочення часу на пошук пошкодження, що в кінцевому результаті дозволить покращити показники SAIDI.

Враховуючи вищевикладене, на виконання завдання на проєктування АТ «Херсонобленерго» господарчим способом у 2021 році розроблено проєкт «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ-35кВ ПС-35/10кВ Вербь» та затверджено наказом №630 від 09.09.2021р.

Відповідно до розробленої проєктно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає **222,52 тис. грн (без ПДВ).**

Проєктно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт у 2022 році:

- встановлення в комірці СМВ-35кВ комплексу захистів з використанням пристрою РЗА типу РС83-АВ2, або аналог.

Реалізація об'єкту у повному обсязі підрядним способом можлива за **222,52 тис. грн (без ПДВ).**

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 60 км.
Ціна 1 літра палива А-92	32 грн
Середня ЗП водія	196 грн./день
Загальна вартість пристроїв	280 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочий день	340 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	30 тис. грн.

Розрахунок:

- Витрати на паливо:

$$120 \text{ км} \times 12 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 257,76 \text{ л.}$$

$$257,76 \times 32 = 8\,248,32 \text{ грн.}$$

- ЗП працівників:

$$340 \times 12 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 12\,240,0 \text{ грн.}$$

- ЗП водія:

$$196 \times 12 \text{ (днів)} = 2\,352,00 \text{ грн.}$$

- ЗП разом:

$12\,240 + 2\,352 = 14\,592,00$ грн.

- Сума витрат:

$14\,592 + 8\,248,32 + 30\,000 = 52\,840,32$ грн.

Термін окупності кожного пристрою:

$222,52 / 52,84 = 4,21$ року.

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
222,52	0,00	52,84	4.21

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 125.23 тис. грн (без ПДВ).

13.17 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ-35кВ ПС-35/10кВ Молодежная.

ПС-35/10кВ «Молодежная» (інв.№005855) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1986р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатора 35/10 кВ 1Т, потужністю 1Т 6,3 МВА, та 2Т, потужністю 4,0 МВА. На ПС-35/10кВ «Молодежная» для СМВ-35кВ експлуатується комплект електромеханічних захистів СМВ-35кВ з використанням електромеханічних реле.

Згідно Акту обстеження ПС-35/10кВ «Молодежная» №95 від 11.02.2021. виявлено: комплект захистів СМВ-35кВ змонтовано в шафі зовнішньої установки, який має термін експлуатації 35 років, вичерпав свій нормативний термін експлуатації, морально застарів і має значний фізичний знос. Схема керування вимикача непрацездатна і виведена з роботи. Шафа має пошкоджені елементи ущільнення, внутрішні елементи комплекту релейного захисту недостатньо захищені від навколишнього середовища.

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.

Аналіз аварійних відключень СМВ-35кВ та розрахунків ремонтних режимів ПС-35/10кВ. Для створення повноцінного ремонтного режиму необхідне облаштування СМВ-35кВ ПС-35/10кВ «Молодежная» направленними багатоступеневими захистами, з функцією АПВ і можливістю обчислення відстані до місця пошкодження ПЛ-35кВ.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження обладнання основного живлення мережі 35кВ, уникнути необхідності обмеження, або відключення прилеглого району, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

Таким чином буде забезпечено економію коштів на можливу компенсацію за перерви електропостачання більше 24 годин, і економію витрат на роботу аварійно-відновлювальних бригад за рахунок скорочення часу на пошук пошкодження, що в кінцевому результаті дозволить покращити показники SAIDI.

Враховуючи вищевикладене, на виконання завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» господарчим способом у 2021 році розроблено проект «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ-35кВ ПС-35/10кВ Молодежная» та затверджено наказом №630 від 09.09.2021р.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає **222,52 тис. грн (без ПДВ).**

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт у 2022 році:

- встановлення в комірці СМВ-35кВ комплект захистів з використанням пристрою РЗА типу РС83-АВ2, або аналог.

Реалізація об'єкту у повному обсязі підрядним способом можлива за **222,52 тис. грн (без ПДВ).**

Термін окупності пристрою: 5,30 року.

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 5 км.
Ціна 1 літра палива А-92	32 грн
Середня ЗП водія	196 грн./день
Загальна вартість пристроїв	280 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні

Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	340 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	30 тис. грн.

Розрахунок:

- Витрати на паливо:

$$10 \text{ км} \times 12 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 42,96 \text{ л.}$$

$$42,96 \times 32 = 1\,374,72 \text{ грн.}$$

- ЗП працівників:

$$340 \times 12 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 12\,240,0 \text{ грн.}$$

- ЗП водія:

$$196 \times 12 \text{ (днів)} = 2\,352,00 \text{ грн.}$$

- ЗП разом:

$$12\,240 + 2\,352 = 14\,592,00 \text{ грн.}$$

- Сума витрат:

$$14\,592 + 1\,374,72 + 30\,000 = 44\,966,72 \text{ грн.}$$

Термін окупності кожного пристрою:

$$222,52 / 44,97 = 4,95 \text{ року.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
222,52	0,00	44,97	4,95

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 127.48 тис. грн (без ПДВ).

13.18 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т ПС-35/10кВ «Заря».

ПС-35/10кВ «Заря» (інв.№002535) АТ «Херсонобленерго» - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1958р. підключена до мережі 35кВ трьома лініями 35кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 5,6МВА кожний.

На ПС-35/10кВ «Заря» експлуатуються комплекти електромеханічних релейних захистів силового трансформатора 1Т які складаються з МСЗ-35кВ, МСЗ-10кВ, (Диф.захист відсутній), з використанням електромеханічних реле.

Згідно Акту обстеження ПС-35/10кВ «Заря» №98 від 25.03.2021. виявлено: комплект захистів силового трансформатора 1Т змонтований в шафі зовнішньої установки, має термін експлуатації 63 років, і вичерпав свій нормативний термін експлуатації, морально застарів і має значний фізичний знос. Виконання

періодичних поточних та капітальних ремонтів цього комплексу захистів не спроможне забезпечити відновлення його первісного технічного стану.

Крім того, внаслідок морального старіння, в цьому комплекті захистів трансформатора 1Т відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення / відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючий комплект захистів трансформатора 1Т ПС-35/10кВ «Заря» не відповідає вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в ньому відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів трансформатора 1Т в цілому.

Для створення повноцінних захистів трансформатора 1Т необхідно облаштувати його сучасними багатоступеневими захистами, з розподілом захистів на основні і резервні, з функціями взаємного резервування захистів обмоток ВН і НН трансформаторів, з пристроєм автоматики РПН, журналами подій і аварійними осцилографами.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження силового обладнання ПС-35/10кВ «Заря», а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про вид, напрямок і зону пошкодження.

Таким чином буде забезпечено економію коштів на можливу компенсацію за перерви електропостачання більше 24 годин, і економію витрат на роботу аварійно-відновлювальних бригад за рахунок скорочення часу на пошук пошкодження, що в кінцевому результаті дозволить покращити показники SAIDI.

Враховуючи вищевикладене, на виконання завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» господарчим способом у 2021 році розроблено проект «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА трансформатора 1Т ПС-35/10кВ «Заря» та затвержено [наказом №630 від 09.09.2021р.](#)

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає **450,6 тис. грн (без ПДВ).**

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт у 2022 році:

-встановлення в комірці силового трансформатора 1Т комплектів захисту з використанням мікропроцесорних пристроїв РЗА типу РС83-ДТ2 (диф.захист 1Т), РС83-А2М (резервний захист 1Т).

Реалізація об'єкту у повному обсязі підрядним способом можлива за **450,6 тис. грн (без ПДВ).**

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 60 км.

Ціна 1 літра палива А-92	32 грн
Середня ЗП водія	196 грн./день
Загальна вартість пристроїв	280 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	340 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	30 тис. грн.

Розрахунок:

- Витрати на паливо:

$$120 \text{ км} \times 12 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 257,76 \text{ л.}$$

$$257,76 \times 32 = 8\,248,32 \text{ грн.}$$

- ЗП працівників:

$$340 \times 12 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 12\,240,0 \text{ грн.}$$

- ЗП водія:

$$196 \times 12 \text{ (днів)} = 2\,352,00 \text{ грн.}$$

- ЗП разом:

$$12\,240 + 2\,352 = 14\,592,00 \text{ грн.}$$

- Сума витрат:

$$14\,592 + 8\,248,32 + 30\,000 = 52\,840,32 \text{ грн.}$$

Термін окупності кожного пристрою:

$$450,6 / 52,84 = 8,53 \text{ року.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
450,6	0,00	52,84	8.53

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 214.88 тис. грн (без ПДВ).

13.19 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ-35кВ ПС-35/10кВ Н.Николаевка.

ПС-35/10кВ «Н.Николаевка» (інв.№006081) АТ «Херсонобленерго» - двох-трансформаторна транзитна підстанція, введена в експлуатацію у 1970р підключена до мережі 35кВ чотирма лініями 35кВ, одна з яких – ПЛ-35 Виноградово є живлячою, три інші - транзитні в бік мереж 35кВ Скадовського району. У прилеглих до ПС-35/10кВ «Н.Николаевка» мережах підключені

генеруючі станції ВЕС «Н.Російська», ВЕС «Берегова». На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ: 1Т - 2,5 МВА, 2Т – 4,0 МВА.

Згідно Акту обстеження ПС-35/10кВ «Н.Николаевка» №84 від 03.02.2021. виявлено: комплект захистів СМВ-35кВ ПС-35/10кВ «Н.Николаевка» введено в експлуатацію у 1970 році, на даний час термін експлуатації його становить 51 рік.

При огляді шафи встановлено: комплект захистів СМВ-35кВ змонтований в шафі зовнішньої установки, складається з одного ступіню МСЗ-35кВ з використанням електромеханічних реле. Схема керування вимикача непрацездатна і виведена з роботи. Шафа має пошкоджені елементи ущільнення, внутрішні елементи комплексу релейного захисту недостатньо захищені від навколишнього середовища.

Аналіз аварійних відключень СМВ-35кВ та розрахунків ремонтних режимів ПС-35/10кВ «Н.Николаевка» вказує на неможливість створити ремонтний режим для мережі 35кВ з видачею потужностей генерації станцій ВЕС «Н.Російська», ВЕС «Береговая» в мережі 35кВ через неможливість забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикача СМВ-35кВ ПС-35/10кВ «Н.Николаевка» з протилежними напрямками струмів видачі генерації та струмів короткого замикання. З цієї причини ремонтний режим можливий тільки за умови відключення або обмеження генерації станцій ВЕС «Н.Російська», ВЕС «Берегова».

Для створення повноцінного ремонтного режиму необхідне облаштування СМВ-35кВ ПС-35/10кВ «Н.Николаевка» направленими багатоступеневими захистами, з функцією АПВ і можливістю обчислення відстані до місця пошкодження ПЛ-35кВ.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження обладнання основного живлення мережі 35кВ, уникнути необхідності обмеження, або відключення генерації станцій СЕС і ВЕС прилеглого району, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

Таким чином буде забезпечено економію коштів на можливу компенсацію за перерви електропостачання більше 24 годин, і економію витрат на роботу аварійно-відновлювальних бригад за рахунок скорочення часу на пошук пошкодження, що в кінцевому результаті дозволить покращити показники SAIDI.

Враховуючи вищевикладене, на виконання завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» господарчим способом у 2021 році розроблено проект «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ-35кВ ПС-35/10кВ Н.Николаевка» та затверджено наказом №630 від 09.09.2021р.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загально кошторисна вартість складає **1036,91 тис. грн (без ПДВ).**

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт у 2022 році:

встановлення в комірці СМВ-35кВ пристрою РЗА типу РС83-АВ2, або аналог.

Реалізація об'єкту у повному обсязі підрядним способом можлива за **1036,91 тис. грн (без ПДВ).**

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 60 км.
Ціна 1 літра палива А-92	27,5 грн
Середня ЗП водія	196 грн./день
Загальна вартість пристроїв	320 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	340 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	30 тис. грн.

Розрахунок:

- Витрати на паливо:

$$120 \text{ км} \times 12 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 257,76 \text{ л.}$$

$$257,76 \times 32 = 8\,248,32 \text{ грн.}$$

- ЗП працівників:

$$340 \times 12 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 12\,240,0 \text{ грн.}$$

- ЗП водія:

$$196 \times 12 \text{ (днів)} = 2\,352,00 \text{ грн.}$$

- ЗП разом:

$$12\,240 + 2\,352 = 14\,592,00 \text{ грн.}$$

- Сума витрат:

$$14\,592 + 8\,248,32 + 30\,000 = 52\,840,32 \text{ грн.}$$

Термін окупності кожного пристрою:

$$1036,91 / 52,84 = 19,62 \text{ року.}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
1036,91	0,00	52,84	19.62

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 569.84 тис. грн (без ПДВ).

13.20 Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ-35кВ ПС-35/10кВ Новоросийская.

ПС-35/10кВ «Новоросийская» (інв.№006083) АТ «Херсонобленерго» - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію у 1978р. підключена до мережі 35кВ двома лініями 35кВ, і має підживлення від вітряної електростанції потужністю 9,0 МВА через третю ПЛ-35кВ «ВЕС-Новоросійська». На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 1Т, 2Т потужністю 2,50 МВА кожний.

Згідно Акту обстеження ПС-35/10кВ «Новоросийская» №85 від 01.02.2021. виявлено: комплект захистів СМВ-35кВ ПС-35/10кВ «Новоросийская» введено в експлуатацію у 1970 році, на даний час термін експлуатації його становить 43 роки.

При огляді шафи встановлено: комплект захистів СМВ-35кВ змонтований в шафі зовнішньої установки, складається з одного ступіню МСЗ-35кВ з використанням електромеханічних реле. Схема керування вимикача непрацездатна і виведена з роботи. Шафа має пошкоджені елементи ущільнення, внутрішні елементи комплекту релейного захисту недостатньо захищені від навколишнього середовища.

Аналіз аварійних відключень СМВ-35кВ та розрахунків ремонтних режимів ПС-35/10кВ «Новоросийская» вказує на неможливість створити ремонтний режим для мережі 35кВ з видачею потужностей генерації станцій ВЕС «Н.Російська», ВЕС «Берегова» в мережі 35кВ через неможливість забезпечити повноцінні захисти і автоматику вимикача СМВ-35кВ ПС-35/10кВ «Новоросийская» з протилежними напрямками струмів видачі генерації та струмів короткого замикання. З цієї причини ремонтний режим можливий тільки за умови відключення або обмеження генерації станцій ВЕС «Н.Російська», ВЕС «Берегова».

Для створення повноцінного ремонтного режиму необхідне облаштування СМВ-35кВ ПС-35/10кВ «Новоросийская» направленими багатоступеневими захистами, з функцією АПВ і можливістю обчислення відстані до місця пошкодження ПЛ-35кВ.

Реалізація цього заходу забезпечить уникнення можливих перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин у випадках пошкодження обладнання основного живлення мережі 35кВ, уникнути необхідності обмеження, або відключення генерації станцій СЕС і ВЕС прилеглого району, а у випадку спрацювання захистів оперативно отримати інформацію про напрямок і відстань до місця пошкодження.

Таким чином буде забезпечено економію коштів на можливу компенсацію за перерви електропостачання більше 24 годин, і економію витрат на роботу аварійно-відновлювальних бригад за рахунок скорочення часу на пошук пошкодження, що в кінцевому результаті дозволить покращити показники SAIDI.

Враховуючи вищевикладене, на виконання завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» господарчим способом у 2021 році розроблено проект «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА СМВ-35кВ ПС-35/10кВ Новоросійська» та затверджено наказом №630 від 09.09.2021р.

Відповідно до розробленої проектно-кошторисної документації на виконання робіт загальна кошторисна вартість складає **213,29 тис. грн (без ПДВ).**

Проектно-кошторисною документацією передбачено наступний обсяг робіт у 2022 році:

- встановлення в комірці СМВ-35кВ пристрою РЗА типу РС83-АВ2, або аналог.

Реалізація об'єкту у повному обсязі підрядним способом можлива за **213,29 тис. грн (без ПДВ).**

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 комплект
Відстань до ПС	2 * 60 км.
Ціна 1 літра палива А-92	27,5 грн
Середня ЗП водія	196 грн./день
Загальна вартість пристроїв	320 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	3
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	4 дні
Склад бригади	3 чол.
Середня ЗП працівника за робочий день	340 грн.
Вартість запчастин та витратних матеріалів для ремонту на рік	30 тис. грн.

Розрахунок:

Витрати на паливо:

$$120 \text{ км} \times 12 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 257,76 \text{ л.}$$

$$257,76 \times 32 = 8\,248,32 \text{ грн.}$$

- ЗП працівників:

$$340 \times 12 \text{ (днів)} \times 3 \text{ (кількість працівників)} = 12\,240,0 \text{ грн.}$$

- ЗП водія:

$$196 \times 12 \text{ (днів)} = 2\,352,00 \text{ грн.}$$

- ЗП разом:

$$12\,240 + 2\,352 = 14\,592,00 \text{ грн.}$$

- Сума витрат:

$$14\,592 + 8\,248,32 + 30\,000 = 52\,840,32 \text{ грн.}$$

Термін окупності кожного пристрою:

$$\underline{\underline{213,29 / 52,84 = 4,04 \text{ року.}}}$$

Економічний ефект від впровадження заходу:

--	--	--	--

Вартість заходу усього, тис. грн (без ПДВ)	Оприбуткування зворотних матеріалів, тис. грн (без ПДВ)	Сукупний економічний ефект від впровадження заходу за 2020 рік, тис. грн (без ПДВ)	Окупність, роки
213,29	0,00	52,84	4.04

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 117.37 тис. грн (без ПДВ).

14. Розробка ПКД

14.1. Розробка ПКД: «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КЛ - 35кВ від ОП „Кошева” в м.Херсон, Херсонської області»

В рамках Інвестиційної програми 2022 року заплановано розроблення проектно-кошторисної документації на технічне переоснащення, якою передбачено реконструкцію двох КЛ-35кВ від ПС КОШОВА до ОП КОШОВА в м.Херсоні загальною довжиною 2х3,1 км.

Дані КЛ введено в експлуатацію у 1974 р. Лінії прокладено кабелем типу АОСБ довжиною 3,1 км кожна. КЛ відпрацювали строк експлуатації та знаходяться в незадовільному технічному стані, що підтверджується протоколами вимірів ізоляції КЛ [№764 від 24.12.2020р.](#) та [№765 24.12.2020р.](#)

Впродовж 2019 року на КЛ-35кВ від ПС КОШОВА було зафіксовано 3 технологічних порушення; у 2020 році було зафіксовано 5 технологічних порушень. За роки експлуатації на КЛ-35кВ від ПС КОШОВА під час ремонтних робіт було виконано 43 з'єднувальні муфти.

Траса кабелю проходить в зоні підвищеної підтопленості, що призводить до постійних корозійних пошкоджень та робить неможливим оперативне відновлення кабелю.

КЛ проходить у нежитловому районі. Частково на трасі кабелю мешканці міста влаштували стихійне сміттєзвалище (грунт, будівельні та побутові відходи), через що глибина залягання кабелю склала більш ніж 2,5 метри, що значно ускладнює проведення ремонтних робіт, що у свою чергу призводить до подовження відключення обладнання відповідальних споживачів та збільшення показника SAIDI по Товариству.

Потреба у впровадженні заходів з відновлення ліній викликана необхідністю забезпечення електропостачання головної каналізаційно-насосної станції м.Херсона, яка є споживачем I категорії з надійності електропостачання.

Технічне переоснащення КЛ-35кВ забезпечить дотримання вимог НТД. Збільшення потужності приєднаних споживачів не передбачається.

Відповідно плану розвитку ОСР 2022-2026 років, за рахунок Інвестиційної програми 2022 року планується розробка проектно-кошторисної документації (затверджено [наказом №630 від 09.09.2021р.](#)) технічного переоснащення КЛ-35кВ від ПС КОШОВА до ОП КОШОВА в частині заміни застарілого та дефектного кабелю. Загальна довжина, що підлягає переоснащенню складає 6,2 км. Роботи планується виконати у повному обсязі підрядним способом у 2024 році.

Вартість виготовлення проектно-кошторисної документації складає 214.83 тис.грн без ПДВ.

14.2 Розробка ПКД: Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) ПЛ-150 кВ «ХТЭЦ-Коммунальная» м.Херсон, Херсонської області

ПЛ-150 кВ «ХТЭЦ-Коммунальная», що знаходиться на ремонтно-експлуатаційному обслуговуванні АТ «Херсонобленерго», була збудована та введена в експлуатацію у 1954 році. Від даної ПЛ здійснюється електропостачання ПС-150/35 кВ «ХНПЗ», «П.Покровка», «Промышленная». В разі якщо відсутнє живлення з боку Каховської ГЕС. Також являється резервним

живленням ПС-150/35/10 кВ “ХНПЗ”. При виводі ПЛ в ремонт знижується надійність електропостачання м.Херсон.

В процесі довготривалої експлуатації понад 65 років більшість основних конструктивних елементів цієї лінії зазнали понаднормативного зносу, що значно впливає на стан експлуатації. В особливо критичному стані знаходяться проміжні металеві опори типу ПМТ, які у зв'язку з корозійними процесами втрачають механічну стійкість (особливо в місцях кріплення проводу, грозотросу, а також в місцях кріплення металевих опор до фундаментів, що може призвести до руйнації та падінню металевих опор).

Крім того, відстань прольотів між опорами становить понад 320 метрів замість 150-160 метрів, що призводить до понадмірного тяжіння проводів та навантажень на опори, внаслідок яких відбувається їх інтенсивне руйнування.

Згідно з планом розвитку 2022-2026 планується в 2022 році виконати розробку проектно-кошторисної документації реконструкції ПЛ із заміною опор, ізоляторів, грозотросу та проводу згідно ПУЕ на ділянці ПЛ, яка складає 11,19 км (затверджено [наказом №630 від 09.09.2021р.](#)). Ділянка довжиною 1,85 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 5,64 км.

Захід має перехідний характер. Роботи планується почати в 2024 році та закінчити у 2027 році.

Вартість виготовлення проектно-кошторисної документації склала 624.13 тис.грн.

14.3. Розробка ПКД. Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП-10кВ ПС 35/10кВ “Каланчакская”, смт.Каланчак, Скадовського р-н, Херсонської області

Підстанція введена в експлуатацію в 1960 році.

ВРУ-35 кВ виконано за типовою схемою 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин» та живиться від ПЛ-35кВ “Привольє”, ПЛ-35кВ “Виноградово” та ПЛ-35кВ “Мирная”.

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

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.

Значна кількість споживачів електроенергії на стороні 10 кВ які живляться від 1 та 2 с.ш. 10 кВ ПС 35/10 «Каланчакская» при споживанні електричної енергії мають згідно замірів реактивне навантаження. Малонавантажені трансформатори також мають низький $\cos(\phi)$. Тому, якщо не застосовувати компенсацію реактивної потужності, то результуючий коефіцієнт потужності (косинус ϕ) енергетичної системи буде низький і струм навантаження без компенсації реактивної потужності, збільшуватиметься при одній і тій же споживаній з мережі активній потужності. Відповідно при компенсації реактивної потужності струм який споживається з мережі знижується, залежно від $\cos(\phi)$ на 30-50%, відповідно зменшується нагрів провідних дротів, старіння ізоляції і знижується споживання реактивної енергії.

Для вирішення даного питання виникла необхідність запланувати проведення технічного переоснащення ПС 35/10 «Каланчакская» шляхом облаштування УКРП-10кВ.

Згідно програми розвитку 2022-2026 роки пункт 2.2.28.1 таблиця 21 Розробка ПКД. Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) КРП - 10кВПС 35/10кВ «Каланчакская» заплановано на 2022 рік (затверджено [наказом №630 від 09.09.2021р.](#)). Захід має перехідний характер. Роботи планується виконати у повному обсязі підрядним способом в 2024 році.

Вартість виготовлення проектно-кошторисної документації склала 46.94 тис.грн.

14.4. Розробка ПКД: Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ДЗШ - 35кВ ПС-150/35/10 кВ «П.Покровская» с. Посад-Покровське, Херсонського району Херсонської області

ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» (інв№ 000588) - двохтрансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1971 р., має схему «Місток» з секційним елегазовим вимюикачем 150кВ та елегазовими вимикачами 150кВ в ланцюгах силових трансформаторів 150/35/10 кВ 1Т і 2Т потужністю по 40 МВА кожний.

ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» - транзитна підстанція, яка включена в транзит 150кВ «Октябрьская – П.Покровская – ХНПЗ – Коммунальная – ХТЕЦ – Никольская – Ках.ГЭС».

На стороні 35кВ ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» має одинарну секцію шин 35кВ, секціоновану секційним вимикачем СМВ-35кВ. До шин 35кВ ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» підключено дванадцять ПЛ-35кВ.

На стороні 10кВ ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» також має дві секції шин 10кВ, секціоновані секційним вимикачем СМВ-10кВ.

На ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» з 1971 року експлуатується електромеханічний диференційний захист шин 35кВ (ДЗШ-35), який має термін експлуатації 50 років, і вичерпав свій нормативний термін експлуатації 25 років.

Згідно Акту обстеження №108 від 29.03.21: панелі ДЗШ-35кВ мають значний моральний та фізичний знос. Виконання періодичних поточних та капітальних ремонтів панелей ДЗШ-35 не дає можливості забезпечити відновлення їх первісного технічного стану. Крім того, внаслідок морального старіння, в комплектах ДЗШ-35 відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/ відключення вимикачів, можливість обміну інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючі пристрої ДЗШ-35 не відповідають вимогам сучасних норм, які висуваються до пристроїв РЗА – в них відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів мережі 35кВ в цілому.

Заміна електромеханічного 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, викладених в ПРСР ХОЕ 2022-26, на ПС-150/35/10кВ «П.Покровская» у 2022 році заплановано виготовлення проектно-кошторисної документації: «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ДЗШ-35 кВ ПС-150/35/10 кВ «П.Покровская» РЗА ДЗШ-35 кВ ПС-150/35/10 кВ «П.Покровская» (затверджено наказом №630 від 09.09.2021р.). Захід має перехідний характер. Роботи планується виконати у повному обсязі підрядним способом в 2024 році.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	200 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	6
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	10 днів
Склад бригади	8 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Витрати на ремонт за рік	50,0 тис. грн.

Відстань до ПС	2*16 км.
Ціна 1 літра палива	32 грн
Середня ЗП водія	150 грн./ день

Розрахунок:

– Витрати на паливо:

$$16 \text{ км} \times 60 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 343,68 \text{ л.}$$

$$343,68 \times 32 = 10\,997,76 \text{ грн.}$$

ЗП працівників:

$$250 \times 60 \text{ (днів)} \times 8 \text{ (кількість працівників)} = 120\,000 \text{ грн.}$$

ЗП водія:

$$150 \times 60 \text{ (днів)} = 9\,000 \text{ грн.}$$

ЗП разом:

$$120\,000 + 9\,000 = 129\,000 \text{ грн.}$$

Сума витрат:

$$50\,000 + 10\,997,76 + 129\,000 = 190\,997,8 \text{ грн.}$$

Термін окупності:

$$200 / 190,9 = 1,05 \text{ року.}$$

Вартість виготовлення проектно-кошторисної документації склала 100 тис.грн.

14.5 Розробка ПКД: Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів)

РЗА ПЛ-150 «Партизани» на ПС 150/35/10кВ «Новотроїцкая»

ПС-150/35/10кВ «Н.Троїцкая» (інв№ 013239) - двох-трансформаторна підстанція, введена в експлуатацію в 1967р., має дві робочі, та одну обхідну системи шин 150кВ, та по дві секції шин 35кВ і 10кВ. Потужність силових трансформаторів : 1Т-40МВА, 2Т-25МВА.

ПС-150/35/10кВ «Н.Троїцкая» - це вузлова підстанція, яка включена в транзит 150кВ «ПС-330 Каховская» - «Дудчино» - «Н.Троїцкая» - «Партизани».

До шин 150кВ крім транзитних ПЛ-150кВ «Дудчино» та ПЛ-150кВ «Партизани» підключені п'ять ПЛ-150кВ: ПЛ-150кВ Оверьяновская ВЭС і ПЛ-150кВ Н.Троїцкая ВЭС, з підключеними до них вітровими станціями по 80МВА кожна, та ПЛ-150кВ Н.Алексеевка, ПЛ-150 Н.Тимофеевка-1, ПЛ-150 Н.Тимофеевка2.

На ПС-150/35/10кВ «Н.Троїцкая» згідно Акту обстеження №100 від 26.03.21. виявлено: приєднання ПЛ-150кВ «Партизани» укомплектоване комплектом пристроїв релейного захисту у складі панелі типу ЭПЗ-1636 (введена в експлуатацію в 2012р.), яка використовується в якості основних захистів ПЛ-150кВ. Ця панель захистів має відносну селективність, і з цієї причини не забезпечує достатню селективність, вибірковість та швидкодію, які необхідні для транзитних ліній 150кВ. Крім того, підживлення мережі 150кВ від ПЛ-150кВ «Оверьяновская ВЭС» і ПЛ-150кВ «Новотроїцкая ВЭС» в режимі короткого замикання, при відсутності основного захисту типу ДФЗ з абсолютною селективністю, може сприяти некоректній роботі захистів,

розміщених в панелі ЕПЗ-1636 ПЛ-150кВ «Партизаны». Додатково, внаслідок морального старіння, в цій панелі захистів ПЛ-150кВ відсутні функції та можливості, які мають сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту: інформативність, діагностика справності пристроїв, ланцюгів включення/відключення вимикачів, реєстрація аварійних подій, можливість обміну поточною та аварійною інформацією з пристроями телемеханіки, телевимірювань та телекерування, інтегрування в інтелектуальні системи релейного захисту і автоматики. Існуючий комплект захистів ПЛ-150кВ на ПС-150/35/10кВ «Н.Троицкая» не відповідає вимогам сучасних норм забезпечення силового обладнання пристроями РЗА – в ньому відсутні додаткові резервні та дублюючі захисти, що значно знижує надійність комплексу захистів мережі 150кВ в цілому.

Для транзитних енергооб'єктів, у склад яких входять генеруючі потужності, потрібно передбачати комплекс основних і резервних захистів з взаємним резервуванням для забезпечення надійного комплексу РЗА в цілому. При цьому, на ПС-150/35/10кВ «Н.Троицкая» такий вид захистів як диференційно - фазний захист не був передбачений проектом.

В даний час для ПС-150 «Партизаны» (Запоріжобленерго, Дніпровська ЕС) розробляється проект технічного переоснащення з заміною застарілих типів пристроїв РЗА на сучасні мікропроцесорні пристрої, включно з пристроями диференційно - фазних захистів по ПЛ-150кВ «Партизаны-Н.Троицкая». Повний комплект диференційно — фазного захисту повинен включати в себе два напівкомплекти апаратури РЗА, розміщених на обох кінцях ПЛ-150кВ, і зв'язаних між собою високочастотним (ВЧ) каналом зв'язку по фазному проводу однієї із фаз даної ПЛ-150кВ, і з боку ПС-150 «Партизаны» такий напівкомплект проектується.

З боку ПС-150кВ «Н.Троицкая» АТ «Херсонобленерго» також планує встановити такий напівкомплект, який включає в себе наступну апаратуру:

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

Відповідно до завдання на проектування АТ «Херсонобленерго» у 2022 році заплановано розробку проектно-кошторисної документації: «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПС ПЛ-150 «Партизани» на ПС 150/35/10кВ «Н.Троицкая».

До інвестиційної програми на 2022 рік планується включити фінансування даного заходу у сумі 285,55 тис.грн та виконати його у повному обсязі підрядним способом. Захід має перехідний характер. Роботи «Технічне переоснащення (заміна одиниць та вузлів) РЗА ПС ПЛ-150 «Партизани» на ПС 150/35/10кВ «Н.Троицкая» планується виконати у повному обсязі підрядним способом в 2023 році.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 комплекту (орієнтовно)

285,55 тис.грн.

Кількість виявлених дефектів на рік	5
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	6 днів
Склад бригади	4 чол.
Середня ЗП працівника за робочій день	250 грн.
Витрати на ремонт за рік	50 тис. грн.
Відстань до ПС	2*180 км.
Ціна 1 літра палива	32 грн
Середня ЗП водія	150 грн./ день

Розрахунок:

– Витрати на паливо:

$$360 \text{ км} \times 30 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 1933,2 \text{ л.}$$

$$1933,2 \times 32 = 61862,4 \text{ грн.}$$

ЗП працівників:

$$250 \times 30 \text{ (днів)} \times 4 \text{ (кількість працівників)} = 30\,000 \text{ грн.}$$

ЗП водія:

$$150 \times 30 \text{ (днів)} = 4\,500 \text{ грн.}$$

ЗП разом:

$$4500 + 30000 = 34\,500 \text{ грн.}$$

Сума витрат:

$$50000 + 61862,4 + 34\,500 = 146362,4 \text{ грн.}$$

Термін окупності:

$$\underline{285,55 / 146,4 = 2 \text{ роки.}}$$

Вартість виготовлення проектно-кошторисної документації склала 100 тис.грн.

Обґрунтування розділу
II. Заходи зі зниження нетехнічних
витрат електроенергії

Заходи по зниженню комерційних витрат електричної енергії у АТ „Херсонобленерго” у 2022 році планується впроваджувати по таким основним напрямкам: заміна введів у приватні житлові будинки проблемних споживачів з обладнанням ізольованого вводу та виносом обліку на фасад будівлі; улаштування розрахункового обліку проблемних споживачів на межі балансової належності на ПЛ-10кВ; улаштування розрахункового обліку в багатоквартирних житлових будинках; розвиток системи АСКОЕ побутових споживачів.

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

Під час проведення рейдових вимірів навантажень та наступного аналізу споживання в структурних підрозділах компанії визначено 8423 проблемні споживачі. У даних споживачів виявлено: невідповідність нормативним вимогам ввідного пристрою (електропроводка йде через чердак) та облікових систем, невідповідність реального споживання зафіксованому корисному відпуску електричної енергії або встановлено факти прямого втручання в роботу систем обліку (безоблікове користування). Для приведення зазначених облікових систем до нормативних вимог та для запобігання розкраданням електричної енергії в рамках ІІІ-2022 намічено проведення реконструкції введів в житлові будинки побутових споживачів шляхом переобладнання ввідного пристрою з встановленням ізольованого самоутримного вводу та виносної ввідної шафи на фасаді будинку. Запланована кількість реконструкцій введів складає 3500 шт. однофазних та 850 шт. трифазних. Загальні витрати по заходу складуть **5035,61 тис. грн. без ПДВ.**

Реалізація проекту дозволить зменшити кількість аварійних відключень ліній електропередач 0,4кВ, підвищить якість електричної енергії яка постачається споживачам, зменшить технологічні втрати електроенергії в електромережах та підвищить рівень корисного відпуску та реалізації електричної енергії населенню. Реалізація проекту вирішить декілька проблемних питань:

1. Зробить неможливим безоблікове користування електроенергією шляхом накидів на ввід та втручання в роботу приладу обліку.
2. Підвищиться надійність роботи ПЛ-0,4 кВ в результаті унеможливлення коротких замикань на вводах, що зменшить час відключеного стану ПЛ та кількості відключень на протязі року
3. Забезпечується безпечне обслуговування введів експлуатаційним персоналом та підвищується безпека для населення і тварин.
4. Зменшуються витрати електроенергії за рахунок зменшення реактивного опору лінії та втрати при замиканнях на ввідному пристрої.

При виконанні робіт з реконструкції однофазного вводу на ПЛ-0,4кВ витрати матеріалів на один ввідний пристрій складуть відповідно:

№	Назва матеріалу	Кількість	Ціна одиниці (без ПДВ) грн.	Вартість (без ПДВ) грн.
1	Шафа захисна пластмасова (пуста) Метизи: (дюбелі пластмасові 8*40- 4шт, саморіз 5*60 -4шт) у комплекті шафи	1шт.	122,00	122,00
2	Однополюсний автоматичний вимикач 25А характеристика С (e.mcb.stand.45.1.C16,1p, 16А, 4.5кА.)	1шт.	88,00	88,00
3	Провід самоутримний AsXSn 2*16	0.025км	22662,00	566,55
4	Затискач натяжний GUKp2	2шт.	43,80	87,60
5	Затискач плашковий ПА-1-1	2шт.	14,00	28,00
6	Кабель силовий АВВГ 2*6	0,005км	11171,00	55,855
7	Труба гофрована стійка до ультрафіолету D=25мм	3м	5,10	15,30
8	Кріплення для гофротруби (тримач пластмасовий CF 25 мм у комплекті із саморізом та дюбелем пластмасовим)	5шт.	1,45	7,25
9	Гак монтажний S12 з пластмасовим дюбелем	1шт.	7,00	7,00
Всього				977,56

При виконанні робіт з реконструкції трифазного вводу на ПЛ-0,4кВ виконаної голим дротом витрати становлять орієнтовно:

№	Назва матеріалу	Кількість	Ціна одиниці (без ПДВ) грн.	Вартість (без ПДВ) грн.
1	Шафа захисна пластмасова (пуста). Метизи: (дюбелі пластмасові 8*40- 4шт, саморіз 5*60 -4шт) у комплекті шафи	1шт	234,00	234,00
2	Триполюсний автоматичний вимикач 10А (АВВ)	1шт	174,00	174,00
3	Провід самоутримний AsXSn 4*16	0.025км	45609,00	1140,225
4	Затискач натяжний GUKp4	2шт	83,60	167,20
5	Затискач плашковий ПА-1-1	4шт	14	56,00
6	Кабель силовий АВВГ 4*6	0,005км	18274,00	91,37
7	Труба гофрована стійка до ультрафіолету D=32мм	3м	6,90	20,70
8	Кріплення для гофротруби (тримач пластмасовий CF 32 мм у комплекті із саморізом та дюбелем пластмасовим)	5шт	1,70	8,50
9	Гак монтажний S12 з пластмасовим дюбелем	1шт	7,00	7,00
Всього				1899

При запланованому на 2022 р. придбанні 3500 шт. виносних шаф для встановлення однофазних приладів обліку та 850 шт. для встановлення трифазних приладів обліку, – економічна ефективність буде складати:

1. За рахунок очікуваного зменшення обсягів розкрань і збільшення корисного відпуску на кожен однофазний лічильник проблемного споживача на рівні 360кВт*год/рік на кожен трифазний — 550кВт*год/рік при середньому тарифі для побутових споживачів 1.41грн/кВт*год:

$$((3500*360)+(850*550))*1.41\text{грн/кВт*год} = 2435775 \text{ грн.}$$

Термін окупності витрат складе: 5035,61 тис.грн/ 2435,78 тис.грн = 2,07 роки

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3557 тис. грн (без ПДВ).

2.3. Улаштування розрахункового обліку проблемних споживачів на межі балансової належності на ПЛ-10кВ

Відповідно до проведених вимірів фактичного споживання потужності та аналізу балансів в мережах товариства наявні ряд проблемних споживачів з приєднанням до мережі на рівні напруги 10кВ. Точки розподілу таких споживачів виконані як правило кабельним вводом чи відпайкою від ПЛ-10кВ, а комерційний облік розміщено в РП-0,4кВ трансформаторної підстанції, яка знаходиться на території споживача і недоступна для здійснення контролю стану дооблікових мереж та перевірок системи обліку. У проблемних споживачів звітні дані споживання не відповідають фактичним рівням навантаження (можливе втручання в роботу лічильника з використанням частотного генератора, або улаштування несанкціонованої відпайки чи застосовуються інші схеми безоблікового споживання). Для реалізації заходу в ІП-2022 заплановано придбати:

Лінійний пункт високовольтного обліку ПКУ-10 з багатофункціональним лічильником з вбудованим GSM/GPRS модемом у кількості 8 шт. вартістю 122500 грн. на загальну суму 980 тис.грн (без ПДВ).

Пункт високовольтного комерційного обліку типу ПКУ-10 являє собою герметичну металеву шафу зі ступенем захисту IP-54 облаштовану: трансформаторами струму 10кВ з класом точності 0,5S; сухим трансформатором напруги 10кВ з класом точності 0,5; та модулем обліку з багатофункціональним лічильником з вбудованим GSM/GPRS модемом.

Загальний перелік споживачів, яким заплановано встановити лінійний пункт високовольтного обліку ПКУ-10 з багатофункціональним лічильником з вбудованим GSM/GPRS модемом:

№ п/п	№ дог.	Назва споживача	Точка обліку	Адреса точки обліку	Причини встановлення
1	3916	Приватне підприємство "Восток - Агро"	Нежитлові будівлі, склади відокремлювачі, телятник №3	село Чорноморівка, вул. Комплексна, б. 1А,1Б,1В	Проблемний споживач. Схильний до крадіжок електричної енергії. . Енергоємний об'єкт. Потребує постійного контролю. Схильний занижати весь об'єм спожитої електричної енергії. . Потребує постійного контролю. На територію допускає не одразу. Необхідно встановити один облік на опорі №1 ПЛ-10 ф-232 . Зменшення втрат очікується до 15-20 т.кВт год щомісяця.

2	3916	Приватне підприємство "Восток-Агро"	Стационарний водяний насос	село Роздолне, вул. земля Роздолянської с/р, б. БЕЗ №	Проблемний споживач. Схильний до крадіжок електричної енергії. Раніше неодноразово складались акти про порушення. Схильний занижати весь об'єм спожитої електричної енергії. КТП споживача знаходиться на території підприємства з обмеженим доступом. Енергоємний об'єкт. Потребує постійного контролю. На територію допускає не одразу. Необхідно встановити один облік на опорі №1 отп. до ТП-537А ПЛ-10 ф-232 . Зменшення втрат очікується до 10 т.кВт год щомісяця.(в поливний сезон)
3	245	Державне підприємство "Дослідне господарство"Каховське" Інституту зрошувального землеробства Національної академії аграрних наук України"	Насосна ст-я - 2 ПКК	село Цукури, вул. Придніпровська , б. НЕТ	Проблемний споживач. Схильний до крадіжки електричної енергії. 27.05.2019 року за даною точкою обліку складався акт про порушення №131656 на спрацювання датчика ("Егго radio") лічильника типу МТХ з схмотехнічно вмонтованими датчиками фіксації впливу магнітних та електричних полів. Енергоємний споживач. Потребує постійного контролю, особливо в поливний сезон). Навантаження по лінії 10кВ складає фаза «А» 2,5 А, фаза «В» 2,7 А, фаза «С» 2,8 А. Споживач постійно веде себе грубо до працівників. На територію допускає не одразу. Необхідно встановити один облік на опорі № 60 Ф 242 . Зменшення втрат очікується до 15-20 т.кВт год щомісяця(в поливний сезон).
4	3874	Пишний Віктор Іванович	виробнича база с. М.Каховка	село Малокаховка, вул. землі Малокаховської селищної ради, б. НІ	Проблемний споживач. Схильний до крадіжки електричної енергії. 12.07.2016 року за даною точкою обліку складався акт про порушення №130481 (споживач використовував високочастотний генератор для зупинки лічильника). 18.06.18 складався акт про порушення №131514 (спрацювання індикаторів дії впливу магнітних полів). 01.06.19 складався акт про порушення №131653 (відсутність пломб ОСР та пошкодження лічильника). 18.06.19 складався акт про порушення №132186 (пошкодження корпусу лічильника типу МТХ). Потребує постійного контролю, особливо в поливний сезон . Навантаження по лінії 10 кВ складає фаза «А» 2А, фаза «В» 2 А, фаза «С» 2 А. Знаходиться на проблемному Ф-93 ПС «Промбаза».Споживач постійно веде себе неадекватно. На територію допускає не завжди. Постійно доводиться чекати. ТП огорожено високим забором. Необхідно встановити облік на опорі № 12/93/3-608 Ф -93 . Зменшення втрат очікується 5-7 т.кВт год щомісяця(в поливний сезон).
5	3464	Садівниче товариство "Меліоратор"	СТ "Меліоратор", насосна станція, с.Любимівка	сmt Любимівка, вул. Балка "Вали-Воли", б. 0	Проблемний споживач. 24.07.19 складався акт про порушення № 132199 (відсутність пломб ОСР). Схильний до крадіжок електричної енергії. Потребує постійного контролю, особливо в поливний сезон і в вихідні дні. На територію допускає не одразу. Необхідно встановити облік на опорі № 4 Ф 242 п/ст . Зменшення втрат очікується до 10-15 т.кВт год щомісяця(в поливний сезон).
6	1302	ТОВ «Рівненський ХПП»	ЗТП-128 Комплекс будівель та споруд	село Блакитне, вул. Залізнична, б. 5	Конструкція корпусу КТП 10/0,4 кВ дозволяє втручатися в роботу комерційного обліку шляхом робіт з конструктивними частинами без знімання номерних пломб шляхом розрізання та зварювання металу КТП Зменшення втрат очікується на 6 т.кВт год щомісяця(в поливний сезон).
7	1302	ТОВ «Рівненський ХПП»	ЗТП-59 Комплекс ХПП	село Золота Балка, вул. Набережна, б.	Проблемний споживач. Схильний до крадіжок електричної енергії. . Енергоємний об'єкт. Потребує постійного контролю. Схильний занижувати об'єм

				24	спожитої електричної енергії. . Потребує постійного контролю. На територію допускає не одразу. Необхідно встановити один облік на опорі №1 ПЛ-10 ф-232 . Зменшення втрат очікується на 5т.кВт год щомісяця.
8	2965	ФОП Шевчук В.А.	Друкарня	м. Херсон, вул. Полтавська, 97	Проблемний споживач. Схильний до крадіжок електричної енергії. Потребує постійного контролю. Схильний занижувати об'єм спожитої електричної енергії. Потребує постійного контролю. На територію допускає не одразу. Необхідно встановити один облік на опорі. Понаднормативні втрати за 9місяців 2021року склали 100983 кВт

Виконання даних заходів дозволить отримати економічний ефект за рахунок збільшення корисного відпуску завдяки унеможливленню розкрадання електричної енергії й становитиме за рік при очікуваній вартості закупівельної ціни електричної енергії 1.41 грн кВт*год:

$$484.6 * 1,41 \text{ грн кВт*год} = 683,3 \text{ тис грн.}$$

Окупність заходів складе 980/683,3=1,4роки

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 632 тис. грн (без ПДВ).

2.4.-2.6. Останнім часом різко зросла кількість проблемних споживачів. Програмно-апаратний комплекс панорамного виявлення джерел радіовипромінювання РМ-1300М чітко фіксує правопорушення з боку споживачів в частині фіксації радіосигналу у всіх спектрах, друкуються протоколи. З початку 2021 року складено 2378 актів про порушення ПРРЕЕ. На даний час триває процедура отримання допуску представників компанії (в тому числі і по рішенням суду). Ефективно закрити доступ споживачам до вузлів обліку та дооблікових ланцюгів не можливо, тому що засоби комерційного обліку знаходяться на території споживачів. В багатьох випадках засоби виміральної техніки є у власності споживачів. Персонал АТ«Херсонобленерго» допускається споживачем до свого вузла обліку після укриття правопорушень. Неодноразове намагання нашого персоналу з залученням поліції, працівників безпеки товариства не дає можливості зафіксувати та достатньо ефективно закрити доступ до обліку та схем обліку наявними засобами та забезпечити допуск до вузлів обліку в цих випадках. Велика кількість випадків нанесення тілесних ушкоджень персоналу АТ«Херсонобленерго», погроз щодо їх фізичної розправи, пошкодження майна компанії (автомобілів), з боку споживачів крадіїв електричної енергії, як приклад споживачі порушники ПРРЕЕ, які здійснювали протиправні дії, Югтара Дніпряньська аграрна фірма Солодухіна договір 239 — виявлено безоблікове підключення насосної станції м. Н.Каховка, ФОП Волик, договір 4775 м. Генічеськ - виявлено частотний генератор, ФОП Марченко Т.Ф. договір 7012 — виявлено безоблікове підключення житлового будинку, ФОП Ляшко О.С. договір 872 смт. Н.Серогози — виявлено частотний генератор та багато інших. Також велика кількість споживачів, які надають занижені дані щодо спожитої електроенергії, для можливості в подальшому позбавитись даних засобів виміральної техніки з метою уникнення сплати за фактично спожиту

електричну енергію. Згідно п. 2.3.7 Правил роздрібного ринку електричної енергії, «у разі необхідності заміна або реконструкція вузла обліку здійснюється за рахунок ініціатора такої замін або реконструкції в порядку, встановленому кодексом комерційного обліку». Отже пропонується виносити облік на комерційну межу, або як умого найближче до комерційної межі та встановлювати SMART лічильники з дистанційною передачею даних по GPRS інтерфейсу, що забезпечить отримання даних он-лайн щодо споживання електроенергії, графіку навантаження, відсутності напруги, струму та дасть змогу контролювати споживання і припинить незаконні дії з боку споживачів по відношенню до персоналу АТ «Херсонобленерго», в частині нанесень тілесних ушкоджень, погроз щодо їх фізичної розправи, пошкодження майна.

Для запобігання розкрадання електричної енергії планується придбати:

Електролічильник багатофункціональний однофазний з вбудованим модемом GPRS, датчиками магнітного та радіочастотного впливу (MTX 1G10.DH.2L2-DOG4) у кількості 53 шт. вартістю 192,13 тис.грн.

Електролічильник багатофункціональний трифазний прямого включення з вбудованим модемом GPRS, датчиками магнітного та радіочастотного впливу (MTX 3G30.DK.4L1-DOG4) у кількості 475 шт. вартістю 2662,38 тис.грн.

Електролічильник багатофункціональний трифазний трансформаторного включення з вбудованим модемом GPRS, датчиками магнітного та радіочастотного впливу (MTX 3G20.DD.3M1-DOG4) у кількості 455 шт. вартістю 2388,75 тис.грн.

На загальну суму 5243,26 тис.грн (без ПДВ);

Виконання даних заходів дозволить отримати економічний ефект за рахунок уточнення балансу, що в свою чергу сприятиме виявленню та зменшенню комерційних втрат у відповідному вузлі мережі. На кожен балансний облік очікується зменшення рівня комерційних втрат на рівні 1000кВт*год/рік. Ефект від впровадження становитиме за рік при очікуваній вартості закупівельної ціни 1.41 грн/кВт*год:

$983 \text{ компл} * 1000 \text{ кВт} * 1,41 \text{ грн.} = 1386030 \text{ грн.}$

Термін окупності складе відповідно: **5243,26 тис. грн/1386,03 тис. Грн = 3,7 роки.**

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 4945.33 тис. грн (без ПДВ).

2.7.-2.9. Впровадження АСКОЕ побутових споживачів.

В мережах АТ «Херсонобленерго» знаходиться 426574 працюючих точок обліку у побутових споживачів. З них у абонентів встановлені 380707 однофазних та 45867 трифазних лічильників. Індукційних лічильників встановлено 750 шт. (однофазні – 675, трифазні – 75), електронних 425824 шт. (однофазні – 380032, трифазні – 45792). Міжповірочний інтервал 75 встановлених лічильників становить 4 роки, 69254 шт. – 6 років, 675 шт. – 8 років, 356570 шт. – 16 років.

У товаристві експлуатується декілька систем АСКОЕ побутових споживачів загальною кількістю 81565 точок обліку:

1. SMART IMS (виробник ADD Енергія) у складі 35376 точок обліку Система працює на єдиному сервері в трьох версіях обладнання: ver.3, ver.5 та ver.6. Система впроваджувалася у декілька етапів починаючи з 2000 року по 2017 рік. На даний час термін експлуатації лічильників ver.3 вичерпується, випуск і технічна підтримка лічильників даної версії припинена виробником в зв'язку з чим здійснюється їх поетапне виведення з експлуатації. В наявності залишилось 1860 точки обліку.

2. Матрікс (виробник ТелеТек) на базі лічильників МТХ у складі 42080 точок обліку впроваджується з 2018 року.

Системи обліку експлуатуються підрозділами товариства: Службою комерційного обліку (лічильники), Службою засобів диспетчерсько-технологічного управління (маршрутизатори і канали зв'язку) та Службою інформаційних технологій (серверне обладнання та програмне забезпечення).

Автоматизована Система Комерційного Обліку Електроенергії побутових споживачів - це система реального часу, яка отримує інформацію від лічильників електричної енергії побутових споживачів, а також за потреби від окремих споживачів інших груп споживання юридичного сектору з приєднаною потужністю до 150кВт, що також живляться від відповідних ЛЕП, та здійснює автоматичну обробку отриманої інформації з метою розрахунку об'ємів споживання та витрат електричної енергії та потужності за визначені проміжки часу. Об'єктом автоматизації обліку електричної енергії являються окремі енерговузли (РЕМ, ПС, РП, ТП, фідер, ж/б тощо) з обов'язковим балансуванням від джерела живлення. Необхідність організації та розвитку систем АСКОЕ побутових споживачів обумовлена декількома пріоритетними напрямками підвищення ефективності роботи товариства, а саме:

- Забезпечення 100 % дистанційного зняття показів лічильників на єдину дату і час з використанням апаратних засобів, без використання праці контролерів енергозбуту і транспортних витрат;

- максимальне виключення самостійного зняття показників споживачами і усунення можливих похибок чи відхилень зафіксованих об'ємів споживання;

- проведення автоматичного програмного розрахунку балансу в окремих балансних групах споживачів (з можливістю імпорту та експорту даних з інших систем ЛУЗОД, АСКОЕ) з проведенням аналізу та визначенням проблемних вузлів з понаднормативними втратами, а також оперативне виявлення крадіжок чи втручань в роботу розрахункового обліку;

- забезпечення автоматизованого аналізу споживання електричної енергії окремими групами споживачів та формування прогнозу (Заявки) споживання для структурних підрозділів та(чи) товариства в цілому за прогнозний період (доба, місяць, квартал, рік). А також можливість автоматичного контролю рівня договірної потужності по кожному споживачу;

- підвищення рівня збору коштів за спожиту електричну енергію за рахунок покращення формування корисного відпуску, та зменшення експлуатаційних витрат за рахунок здійснення дистанційного відключення боржників та дистанційної параметризації приладів обліку;

- можливість формування та(чи) контролю дотримання показників якості електропостачання шляхом визначення: рівнів споживання, об'ємів недовідпуску електричної енергії, рівнів величини електричної напруги або її наявності у окремих споживачів.

АСКОЕ побутових споживачів АТ "Херсонобленерго" повинна забезпечувати:

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

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

- Система повинна ідентифікувати нештатні події з елементами системи проводити їх фіксацію зі збереженням даних про параметри і час початку та закінчення події, забезпечувати оповіщення оператора системи про виниклу подію. Нештатними подіями в системі слід вважати: відкриття клемної кришки лічильника; відсутність зв'язку з лічильником більше 5 діб; відсутність зв'язку сервера з маршрутизатором понад 1 добу; спрацювання на окремому лічильнику вбудованих індикаторів магнітного поля та(чи) електромагнітного поля; поява на окремому лічильнику диференційного струму чи різниці струму у фазному та нульовому дроті; поява зворотнього струму на приєднанні; щезання напруги на окремому лічильнику чи групі лічильників; відхилення рівня напруги на окремому лічильнику понад гранично-припустимий рівень; фатальні помилки лічильника; перевищення ліміту споживаної потужності; збільшення розрахункового небалансу балансної групи понад розрахунковий рівень.

- Система повинна вести контроль точного часу на всіх елементах АСКОЕ, та проводити його автоматичну корекцію чи сезонні зміни. База даних АСКОЕ побутових споживачів АТ "Херсонобленерго" повинна формуватися з обов'язковою прив'язкою вимірюваних величин до відповідної мітки часу.

- Конструкція обладнання та алгоритми функціонування програмного забезпечення системи АСКОЕ повинні забезпечувати захист від несанкціонованого впливу на виміри і обробку даних, а також фіксацію даних про такі спроби з повідомленням оператора системи;

- Система АСКОЕ повинна забезпечувати можливість проведення розрахунку балансу по всіх вузлах системи та здійснювати верифікацію даних в наступних балансних групах споживачів: окремі квартири - багатоквартирний будинок в цілому; ЛЕП — група споживачів (будинків); ТП- група ЛЕП (з можливістю використання експорту даних з АСКОЕ чи ЛУЗОД споживачів юридичного сектору) .

- Система повинна забезпечувати автоматичну зміну прив'язки локальних лічильників до маршрутизаторів (ТП чи силового трансформатора) при оперативних перемиканнях в мережі живлення.

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

- АСКОЕ побутових споживачів АТ "Херсонобленерго" повинна забезпечувати: ведення багатотарифного обліку енергії кожного окремого споживача; проведення розрахунків за "зеленим тарифом" зі споживачами що мають відповідні генеруючі установки.

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

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

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

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

Лічильники електричної енергії що працюють в системі повинні мати:

- Клас точності не гірше - "2,0";
- Міжповірочний інтервал - не менше 6 років;
- Термін служби - не менше 24 років;
- Гарантійний термін не менше 3 років;
- Однофазні лічильники повинні мати вимірювальний орган (шунт, ТС чи датчик струму іншого типу) по фазі та нульовому проводу (двоелементний лічильник).
- Кліматичне виконання категорія розміщення по ГОСТ 15130, група стійкості до кліматичних умов по ГОСТ 22261;
- Діапазон максимально допустимих температур зовнішнього повітря не гірше від мінус 25 до плюс 55 градусів Цельсія;
- Допустима вологість зовнішнього повітря: до 85%;
- Клас захисту IP-54;

- Розрядність лічильного механізму (дисплею) не менше 6 знаків;
- Кріплення на три гвинти чи DIN-рейку (без спеціального адаптера);
- Ізоляція повинна на протязі 1 хвилини витримувати випробовування напругою частотою 50 Гц не менше 3 кВ;
- Стійкість від впливу високочастотних електромагнітних полів по ІЕС 1000-4-3 не гірше 10 В/м;
- Стійкість від впливу електростатичних розрядів по ІЕС 1000-4-2 не гірше 15 кВ в імпульсі;
- Стійкість до впливу постійних магнітних полів яке створено постійним магнітом з поперечним перерізом не менше 5,0 см² та магнітною індукцією не менше 300 мТл на його полюсі відповідно до вимог СОУ-Н МПЕ 40.1.35.110:2005;
- Прилад обліку та його внутрішні елементи повинні бути захищені від впливу зовнішнього змінного магнітного поля мережевої частоти індукцією не менше 100 мТл включно відповідно вимог СОУ-Н МПЕ 40.1.35.110:2005;
- Прилад обліку та його внутрішні елементи повинні бути захищені від впливу зовнішнього електромагнітного поля напруженістю 10 В/м у діапазоні частот від 80кГц до 2000 МГц при наявності струму у струмових ланцюгах приладу обліку відповідно вимог ДСТУ ІЕС 62052-11;
- Лічильник повинен стабільно працювати у мережі з відхиленням напруги 0,8 — 1,2 від номінальної .
- Лічильник повинен бути облаштований сертифікованими датчиками: відкриття клемної кришки та корпусу лічильника; датчиками магнітного та радіочастотного впливу з відображенням спрацювання датчиків на дисплеї приладу обліку.
- Лічильник повинен мати вбудоване реле управління навантаженням з номінальним струмом відповідним номінальному струму приладу обліку та комутаційним ресурсом не гірше 2000 циклів В-О.

Відповідно до затвердженої в товаристві «Концепції впровадження АСКОЕ побутових споживачів» у 2022 році в рамках інвестиційної програми товариства планується: створення автоматизованих систем обліку у Західному РУКОЕ 10758 точок обліку, в Північному РУКОЕ 184 точок обліку, в Центральному РУКОЕ 10471 точок обліку, в Південному РУКОЕ 1557 точок обліку та Східному РУКОЕ 2619 точок обліку.

Орієнтовний тип лічильників для системи АСКОЕ — побут: МТХ (Теле Тек, Одеса).

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

15000 шт. електролічильників багатофункціональних однофазних з PLC модемом, вбудованим реле, датчиками магнітного та радіочастотного впливу 5-80А 220В (МТХ 1А10.DG.2L5-YD4) вартістю 1700 грн. на загальну суму 25500 тис. грн. (без ПДВ)

698 шт. електролічильників багатофункціональних трифазних прямого включення з PLC модемом, вбудованим реле, датчиками магнітного та

радіочастотного впливу 5-80А 380В (MTX 3R30.DG.4L3-YD4) вартістю 3580 грн. на загальну суму 2495,35 тис. грн. (без ПДВ)

118 шт. маршрутизаторів АСКОЕ побут MTX RT (PLC-GSM(GPRS)) вартістю 18,33 тис. грн. на загальну суму 2162.94 тис. грн. (без ПДВ)

Багатотарифні прилади обліку типу SMART, що плануються до закупівлі по інвестиційній програмі, забезпечують вимірювання фактичних погодинних обсягів споживання електричної енергії у споживача та можливість дистанційного зчитування/передачі погодинних результатів вимірювання з мітками часу.

Індикатором виконання заходу буде включення засобу обліку до системи АСКОЕ.

Дистанційно отримані дані про обсяги розподілу електричної енергії з встановлених SMART лічильників обов'язково будуть враховані у формуванні корисного відпуску.

Функція обмеження потужності споживання лічильників без відповідної сертифікації та дотримання чинних нормативних документів використовуватись не буде.

У разі отримання сертифікату, необхідного для застосування цієї функції, Компанія надасть інформацію до НКРЕКП.

Економічний ефект від впровадження лічильників очікується за рахунок:

1. Зменшення кількості контролерів завдяки застосуванню дистанційної фіксації показів. Розрахунок виконано за умови обов'язкового контролю раз на 6 місяців при змінній нормі обходу на одного контролера по 1 поясу 80 точок обліку за зміну.

Кількість вивільнених контролерів, складе:

$15000 \text{ лічильників} * 6 \text{ раз на рік} : 12 \text{ місяців} : 20 \text{ робочих днів} : 80 \text{ шт} = 5 \text{ контролерів}$

Зекономлений фонд оплати праці за рік (контролер 1 групи):

$5 * 5230 \text{ грн.} * 12 = 313800 \text{ грн}$

2. Зменшення кількості електромонтерів з відключення за рахунок застосування дистанційного відключення. Розрахунок виконано за умови відключення на місяць 0.5% від загальної кількості точок обліку протягом місяця та нормі відключення на монтера 8 точок обліку на зміну.

Кількість точок обліку на відключення/підключення:

$15000 * 0.005 * 2 = 150 \text{ т.о.}$

необхідна кількість електромонтерів

$150 \text{ точок обліку} : 20 \text{ робочих днів} : 8 \text{ т.о./зміну} = 1 \text{ електромонтер}$

Зекономлений фонд оплати праці за рік (електромонтер 3 розряду):

$9600 \text{ грн.} * 12 = 230400 \text{ грн.}$

3. Формування більш точного корисного відпуску за рахунок дистанційної фіксації показів на 24.00 годину і неможливість штучного зменшення орієнтовно 10 кВт*год щомісячно при середньому тарифі для населення 1.41 грн.

$15000 \text{ лічильників} * 10 \text{ кВт*год} * 12 \text{ міс} * 1.41 = 2\,538\,000 \text{ грн.}$

4. собствена загрузка

5. порог чутливості

6. показник SADI/SAFI

7. недооблік по лічильникам, які знімаються становить 5%.

30158290 грн./ $(313800+115200+2538000)$ грн.=10,16 років

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 24936 тис. грн (без ПДВ).

2.10.-2.11. Впровадження балансного обліку на ПС-35кВ, обліку на межі структурних підрозділів товариства

Для налагодження роботи облікових систем на межі структурних підрозділів товариства, що забезпечить формування балансів надходження електричної енергії та проведення аналізу її втрат, в рамках ІП-2022 планується придбати та впровадити для модернізації парку приладів обліку на ПС-35, 150кВ з впровадженням систем ЛУЗОД (взамін індукційних):

Електролічильник багатофункціональний 3*100В 5 (10)А з інтерфейсом RS485 (НИК 2303 ARTT.1200.MC.25) 263 шт. орієнтовною вартістю 3080 грн. на загальну суму 808,73 тис. грн (без ПДВ);

Електролічильник багатофункціональний трифазний 3*100В трансформаторного включення з вбудованим модемом GPRS, датчиками магнітного та радіочастотного впливу (MTX 3G20.AD.3M1-DOG4) у кількості 22 шт. вартістю 5250 грн. на загальну суму 115,5 тис.грн (без ПДВ).

Індикатором виконання заходу буде включення засобу обліку до системи АСКОЕ.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 911.49 тис. грн (без ПДВ).

2.12. Заміні автоматичних вимикачів у побутових споживачів

У зв'язку з прийняттям постанови НКРЕКП від 17.03.2021 року №475 виникла потреба в заміні автоматичних вимикачів у побутових споживачів з метою забезпечення можливості споживати електричну енергію на рівні 5 кВт.

Однополюсні автоматичні вимикачі з I ном=25А у кількості 34971 шт. вартістю 49 грн. на загальну суму 1713.58 тис. грн (без ПДВ).

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1748.55 тис. грн (без ПДВ).

2.13. Роботи з встановлення технічного обліку електричної енергії на вводах трансформаторних підстанцій 0,4 кВ

2.13.1 Облаштування та автоматизація обліку по однострансформаторних ТП 6/10/0,4кВ (більше 63кВА) — 775,1 тис.грн. без ПДВ кошторис додається

2.13.2 Облаштування та автоматизація обліку по двохтрансформаторних ТП 6/10/0,4кВ (більше 63кВА) — 3615,62 тис.грн. без ПДВ кошторис додається

Загальна сума становить 4390,72тис. грн. без ПДВ.

Індикатором виконання заходу буде включення засобу обліку до системи АСКОЕ.

Основним напрямком є автоматизація обліку електроенергії. Кінцева мета даної програми – стовідсотково автоматизувати облік та балансувати мережу 10 кВ з визначенням пріоритетних напрямків для подальшої автоматизації обліку у побутових споживачів з огляду на загальні обсяги споживання та рівня втрат за окремими балансними вузлами.

Відповідно до рекомендації НКРЕКП **головним** Критерієм та метою створення автоматизованих систем обліку повинно бути:

1. Зниження втрат електричної енергії в мережах розподільчої компанії.
2. Моніторинг якості електричної енергії та реєстрація перерв в електропостачанні за допомогою електронних лічильників у мережах низької напруги. Електронні лічильники, установлені в точках приєднання споживачів низької напруги, можуть використовуватись для моніторингу відхилень напруги та регулярної реєстрації часу та тривалості перерв в електропостачанні (знеструмлення) електроустановок споживачів.

3. Для дотримання ОСР затверджених Регулятором показників якості електропостачання, а саме

- індексу середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI) індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIFI)
- Також за рахунок заміни лічильників застарілих типів, працюючих з підвищеною похибкою, а також зменшення ймовірності крадіжки електроенергії за рахунок використання більш захищених приладів обліку, очікується величина зниження фактичних втрат по вузлу з 10-30% (комерційні + технічні) до 6-9% (технічні втрати в залежності від топології мережі 0,4 кВ).

Для автоматизованої обробки інформації з лічильників, встановлених на ПС, ТП, РП планується на об'єктах впровадити автоматизовану систему обліку (АСОЕ).

Впровадження даних заходів дозволить:

- Виявити фактичні осередки комерційних втрат в мережі. Це дасть можливість ефективно впроваджувати заходи інвестиційних програм майбутніх періодів.
- Знизити ризик несвоєчасного виконання планів зниження фактичних ТВЕ.
- Організувати подекадний контроль фактичних ТВЕ.
- Зменшити транспортні витрати і витрати людських ресурсів на зняття показів з лічильників, тобто раціонально використовувати матеріальні та людські ресурси компанії.
- Забезпечити АСОЕ площадки вимірювання в комерційних точках обліку.
- Мати оперативну інформацію про споживання електроенергії великих промислових споживачів і контролювати обсяги надходження електроенергії в структурні підрозділи компанії.
- Отримати точну і достовірну інформацію про обсяги надходження, розподілу, генерації, відпуску і споживання електроенергії шляхом автоматизації

процесів вимірювання, збору, обробки, зберігання, документування виміряних параметрів електроенергії.

- Формування достовірного балансу надходження, розподілу, генерації, відпуску і споживання електроенергії для перевірки даних лічильників і оперативного виявлення і усунення понаднормативних втрат в електричних мережах.

Вимоги до обладнання для побудови ЛУЗОД на ПС та РП:

Обладнання для побудови ЛУЗОД на ПС та РП, повинно складатись з контролеру передачі даних та допоміжного обладнання, яке фізично змонтоване в шафу.

Обладнання для ЛУЗОД на ПС та РП, повинно створювати прямий канал зв'язку між автоматизованою системою обліку електричної енергії та лічильниками розташованими на ПС.

Вимоги до складу шафи ЛУЗОД:

№ п/п	Роботи з встановлення технічного обліку електричної енергії на вводах трансформаторних підстанцій 0,4 кВ	Ціна одиниці (без ПДВ) грн.
2.7.1	Однотрансформаторна підстанція 10(6)/0,4 кВ потужністю більше 63 кВА	25840
	3ф лічильник 5(10)А з модулем GPRS типу ACE6000 (1 шт.)	
	Колодка випробувальна КП-25 (1 шт.)	
	Ящик пластиковий IP54 ДОТ.3 (1 шт.)	
	Трансформатор струму 0,66 кВ 0,5s 100-600/5 (3 шт.)	
	Обмежувач перенапруги ОПН-0,38/300 (3 шт.)	
	Кабель КВВГнг 10х2,5 (10 м)	
	Провід ПВ-1 1х2,5 (5 м)	
	Комплект кріплення (саморіз, стяжка, маркування, скоба, шуруп)	
2.7.2	Двохтрансформаторна підстанція 10(6)/0,4 кВ	51650
	3ф лічильник 5(10)А з модулем RS-485 типу ACE6000 (2 шт.)	
	Колодка випробувальна КП-25 (2 шт.)	
	Ящик пластиковий IP54 КДЕ-У (2 шт.)	
	Трансформатор струму 0,66 кВ 0,5s 100-600/5 (6 шт.)	
	Шафа ЛУЗОД LD.GSM.ATS (1 шт.)	
	Обмежувач перенапруги ОПН-0,38/300 (3 шт.)	
	Кабель КВВГнг 10х2,5 (20 м)	
	Провід ПВ-1 1х2,5 (10 м)	
	Кабель ВВГнг 2х1,5 (10 м)	
	Кабель FTP cat 5e 4х2х0,51 (10 м)	
	Комплект кріплення (саморіз, стяжка, маркування, скоба, шуруп)	

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 4390.7 тис. грн (без ПДВ).

III. Впровадження та розвиток АСДТК

Комплекс заходів на 2022 рік з впровадження телемеханіки на підстанціях 35 кВ для створення системи автоматичної реєстрація відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів.

Враховуючи перехід Товариства на стимулююче тарифоутворення (Постанова НКРЕ №1029 від 26.07.2013р зі змінами згідно постанов №2020 від 24.11.2016 та №1609 від 26.08.2020) та необхідністю створення системи реєстрації відключень в електричних мережах протягом першого регуляторного періоду (3 роки), у Товаристві, починаючи з 2021 року разом з заходами з комплексної телемеханізації підстанцій, продовжується перший етап телемеханізації зі створення системи автоматичної реєстрація перерв в електропостачанні фідерів 10 кВ.

Обладнання «СКАТ ТМ РПЕ», що встановлюється у рамках першого етапу, забезпечує реєстрацію та миттєве отримання інформації про факт та термін відключення в електричних мережах 35 та 10 кВ, про струмове навантаження вводитів трансформаторів та напругу на секції шин, а також видачу попереджувальної сигналізації замикання на землю у мережі 35 та 10(6) кВ силових трансформаторів підстанцій. У якості основного каналу передачі даних використовуються відомчий радіоканал передавання даних, що будується за допомогою радіомодемів передавання даних, резервний – на базі відомчого захищеного каналу передавання даних за технологією GPRS.

У період з 2014 по 2018 рік до першого етапу створення системи реєстрації перерв ввійшли: 14 підстанцій 35 кВ, що забезпечують енергопостачання м. Херсон (2014-2015 роки) та 14 підстанцій 35 кВ що живлять місця та районні центри Херсонської області.

У рамках створення такої системи з 2014 - 2015 роки проведено роботи зі встановлення 14 комплектів обладнання реєстрації перерв на базі контролеру «СКАТ ТМ РПЕ» ТОВ «ОАСУ Енерго» на підстанціях 35 кВ Херсонського ВДзРМ, на загальну суму – **963,72** тис грн без ПДВ.

У 2016 році телемеханізовано одну ПС-150 кВ на суму – **681,66** тис грн без ПДВ та встановлено ще 14 комплексів системи реєстрації перерв на підстанціях 35 кВ на суму – **2682,0** тис грн без ПДВ та 3 комунікаційних модуля радіомережі передавання даних з реєстраторів перерв на суму – **739,8** тис грн без ПДВ.

У 2017 році телемеханізовано одну ПС-150 кВ на суму – **588,7** тис грн без ПДВ та розпочато перший етап телемеханізації підстанції 150, 35 кВ та встановлено, 4 комплексу реєстрації перерв на підстанціях 150 кВ на суму – **3490,17** тис грн без ПДВ та 15 комплексів системи реєстрації перерв на суму – **9305,59** тис грн без ПДВ. Крім цього у рамках приєднання джерел альтернативної енергетики проведено реконструкцію телемеханіки однієї підстанції 150 кВ та 3 ПС-35 кВ.

У 2018 році телемеханізовано ПС-150 кВ «Н.Троицкая» на суму – **951,95** тис грн без ПДВ. Крім цього у рамках приєднання джерел альтернативної енергетики проведено реконструкцію телемеханіку однієї підстанції 150 кВ та 3 ПС-35 кВ.

У 2019 році у рамках приєднання джерел альтернативної енергетики проведено реконструкцію телемеханіки 2 ПС 150 кВ та 4 ПС-35 кВ, та в рамках ІІ-2019 року проведено реконструкцію телемеханіки 2 ПС 150 кВ та створення 2 комплексів реєстрації перерв на підстанціях 150 кВ “Дудчино” та “Промбаза” на суму – **3971,20** тис грн без ПДВ та 1 комплексу на підстанції 35 кВ “А.Нова” на суму – **982,58** тис грн без ПДВ.

У 2020 році у рамках приєднання джерел альтернативної енергетики проведено реконструкцію телемеханіки однієї підстанції 150 кВ, крім цього у рамках ІІ-2020 року проведено встановлено системи телемеханіки однієї підстанції 150 кВ та створення 2 комплексів реєстрації перерв на підстанціях 150 кВ “Н.Тимофеевка” та “Никольская” на суму – **3686** тис грн без ПДВ.

У рамках ІІ-2021 року планується дооснащення системи телемеханіки на однієї підстанції 150 кВ “Н.Алексеевка” та створення 6 комплексів реєстрації перерв на підстанціях 35 кВ “Н.Збурьевская”, “Долматовская”, “Ж.Порт”, “Бехтерская”, “Коминтерн” та “Сов. Азербайджан” на суму – **8020** тис грн без ПДВ.

Згідно проведеного аналізу оснащення засобами телемеханіки на підстанціях АТ «Херсонобленерго» сформована кількість підстанцій 154, 35 кВ, РП-10(6)кВ та їх введів, з яких потрібно забезпечити надходження інформації про положення вимикача до системи автоматичної реєстрація перерв в електропостачанні споживачів та контролю за якісними характеристиками напруги:

Обсяги телемеханізації ПС-150, 35кВ АТ «Херсонобленерго» на кінець 2020 року

№ п/п	Клас ПС, кВ	Всього ПС	Тип телемеханіки	Кількість ПС		Кількість фідерів 10 кВ	
				шт.	%	всього	1599
						шт.	%
1	ПС-150кВ	19	повна ТМ	11	58%	722	45%
			система реєстрації відключень (СРВ)	8	42%		
			всього телемеханізовано	19	100%		
2	ПС-35кВ	199	повна ТМ	19	10%		
			система реєстрації відключень (СРВ)	47	24%		
			всього телемеханізовано	66	33%		
3	РП-10кВ	35	всього телемеханізовано	0	0%	0	

Зважаючи на незначний стан з телемеханізації підстанції 35 кВ та РП 10(6) кВ та враховуючи переходу Товариства на стимулююче тарифоутворення у 2020 році у рамках створення системи автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35, 10 кВ АТ ”Херсонобленерго” було розроблено «План заходів із забезпечення підвищення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг (шляхом створення систем реєстрації відключень в

електричних мережах 6 - 150 кВ)» та затверджена «Концепція телемеханізації ПС-150кВ, ПС-35кВ та РП-10(6)кВ АТ "Херсонобленерго"», який передбачає проведення значних заходів з телемеханізації підстанцій 35кВ та РП-10(6)кВ у період з 2021 по 2023 роки та обсяг фінансування – **153725** тис грн без ПДВ.

Зважаючи на значну кількість не телемеханізованих підстанцій 35 кВ та РП 10(6) кВ (потребують обладнання засобами телемеханіки 133 ПС-35 кВ та 35 РП-10 кВ) та на виконання вимог Кодексу системи розподілу, затвердженого Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №310 (п.6.1, п.6.3-6.5), починаючи з 2021 року передбачено продовжити проведення їх телемеханізації у два етапи.

На першому етапі створити на цих підстанціях систему автоматичної реєстрації відключень обладнання та перерв в електропостачанні, що забезпечить реєстрацію та миттєве отримання інформації про факт та термін відключення обладнання (п.6.4 Кодексу), інформацію про якісні характеристики: струмове навантаження та напругу на секції шин введів трансформаторів (п.6.3 Кодексу), зчитування інформації з електронних лічильників (п.6.5 Кодексу) з фіксацією попереджувальної сигналізації замикання на землю у мережі 6/10 кВ, силового трансформатору та забезпечення охорони периметру підстанцій. Для цього створюється відомча мережа передавання даних (п.8.5 та п.12 Кодексу) на базі радіомодемів, з облаштуванням базових станцій прийому інформації та подальшої її передачі за допомогою магістрального обладнання радіорелейного зв'язку в ОІК відповідного структурного підрозділу розподільчих мереж Херсонобленерго. Оперативне надходження цієї інформації до диспетчерських служб, забезпечить можливість направлення у щонайскоріший термін оперативної бригади, що дозволить локалізувати аварійне відключення та створить можливість оперативного надання інформації про відключення абонентам через операторів Кол-центру, тим самим забезпечить зниження соціальної напруги в суспільстві та збільшить суспільний ефект від впровадження цієї системи.

Другий етап телемеханізації підстанцій 150-35 кВ проводиться при реконструкції або заміні силового обладнання підстанції (заміна масляних вимикачів на вакуумі, виконання робіт з підключення нових споживачів, комплексна реконструкція підстанції). При цьому до наявних засобів телемеханіки підключається додаткове обладнання: вимірювальні перетворювачі, що встановлені в комірках, прокладаються додаткові контрольні кабелі для забезпечення телеуправління та телесигналізації.

Таким чином контрольований пункт (КП) телемеханіки, що встановлюється на першому етапі повинен забезпечити можливість функціонального нарощування (телевимірювання та телеуправління) та розширення кількості телесигналів.

Так у 2021 році у рамках Інвестиційної програми буде побудовано систем ТМ на 16 ПС-35кВ, на 11 ПС-35кВ і 1 ПС-150кВ проведено модернізацію існуючих систем ТМ (забезпечення функції ТВ та ТК в окремих комірках 10кВ при заміні в них силового обладнання) на загальну суму **28400** тис. грн. без ПДВ. При цьому обсяги телемеханізації ПС-150, 35кВ АТ «Херсонобленерго» на кінець 2021 року складуть:

№ п/п	Клас ПС, кВ	Всього ПС	Тип телемеханіки	Кількість ПС		Кількість фідерів 10 кВ	
				шт.	%	всього	1599
						шт.	%
1	ПС-150кВ	19	повна ТМ	12	63%	780	49%
			система реєстрації відключень (СРВ)	7	37%		
			всього телемеханізовано	19	100%		
2	ПС-35кВ	199	повна ТМ	25	13%	780	49%
			система реєстрації відключень (СРВ)	57	29%		
			всього телемеханізовано	82	41%		
3	РП-10кВ	35	всього телемеханізовано	0	0%	0	

У 2022 році передбачено побудувати систем ТМ на 70 ПС-35кВ В та на 10 ПС-35кВ провести модернізацію існуючих систем ТМ (забезпечення функції ТВ та ТК в окремих комірках 10кВ при заміні в них силового обладнання) на загальну суму **62005** тис. грн. без ПДВ.

У рамках 1 розділу ІП-2022 планується дооснащення системи телемеханіки на 10 підстанції 35 кВ: ПС-35кВ «Скадовская», ПС-35кВ «В.Александровка», ПС-35кВ «Порт», ПС-35кВ «Высоковская», ПС-35кВ «Григорьевка», ПС-35кВ «Каланчацкая», ПС-35кВ «Ключевая», ПС-35кВ «Мирная», ПС-35кВ «Приволье», ПС-35кВ «МИС» на загальну суму – **2375** тис грн без ПДВ. Створення 3 системи телемеханіки на підстанціях 35 кВ: ПС-35кВ «Новорайская», ПС-35кВ «Константиновка», ПС-35кВ «Чаплынка» та телемеханізація окремої комірки на ПС-35кВ «Богдановка» зі встановленням КП телемеханіки (буде повністю дооснащена у 2023) на загальну суму – **3510** тис грн без ПДВ.

У рамках 3 розділу ІП-2022 та першого етапу впровадження телемеханіки для створення системи автоматичної реєстрація відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів передбачено обладнати такою системою 66 підстанції 35 кВ, що живлять 8 районів Херсонської області на загальну суму – **88026,61** тис.грн без ПДВ.

1-66. Телемеханізація 66 підстанцій 35 кВ (Голопристанське ВДЗРМ, Скадовське ВДЗРМ, Новотроїцьке ВДЗРМ, Генічеське ВДЗРМ, Чаплинське ВДЗРМ, Іванівське ВДЗРМ, Великопетихське ВДЗРМ та Високопільське ВДЗРМ) зі створення системи автоматичної реєстрації відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів.

Згідно кодексу системи розподілу (КСР) (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2) відноситься до критеріїв заходів з розвитку системи розподілу – 3 та 8, а саме зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в

електричних мережах та комерційних втрат електроенергії, розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

В 2022 році у рамках першого етапу впровадження телемеханіки для створення системи автоматичної реєстрації відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів, затвердженого [наказом №631 від 09.09.2021р.](#), передбачено обладнати такою системою 66 підстанції 35 кВ (табл.2), що живлять Скадовський, Генічеський, Бериславський райони Херсонської області, а саме встановити комплекс реєстрації перерв та необхідне комунікаційне обладнання, що забезпечить передавання даних від комплексів реєстрації перерв ПС-35 кВ.

В якості обладнання телемеханіки використовується КІ телемеханіки типу «СКАТ ТМ РПЕ» (або аналог) з підключенням до нього додаткового обладнання телевимірювання та телесигналізації ввідними, секційними та лінійними вимикачами 10 кВ, та забезпечує передавання даних до ОІК у протоколі IEC 60780-5-104.

Для передачі з цих об'єктів телеметричної інформації, між ПС-35 кВ створюється власна мережа передавання даних на базі абонентських радіо модемів типу РірЕХ, з облаштуванням також базових станцій на ПС-150кВ, ПС-35кВ прийому інформації та подальшої її передачі за допомогою магістрального обладнання радіорелейного зв'язку в ОІК відповідного ВДЗРМ.

Для розміщення антенного обладнання радіомодемів абонентських, базових станцій та РРЛС будуються антено-мачтові споруди заввишки 10 або 22 м. (в залежності профілю проходження радіоканалу). Для захисту встановленого обладнання ТМ та зв'язку встановлюється відповідне обладнання охоронної сигналізації.

Таблиця-2

№	Найменування ПС-35 кВ	Характеристика ПС-35кВ					Об'єм (1-ї черги/ загальний) телемеханіки			
		Кількість, шт.					Кількість, шт.			
		Л-35	Сил. Тр-р	ТН-35	ТН-10 (6)	Л-10 / Л-6	ТС стану вимикачів	Загальна кількість ТС та авар.сиг	Кількість ТВ	Загальна кількість ТС, ТВ
1	ПС 35/10кВ Геройская	1	1		1	4	6	14	7	21
2	ПС 35/10кВ Памятное	2	1	2	1	3	5	13	6	19
3	ПС 35/10 Большевик	1	1		1	3	5	13	6	19
4	ПС 35/10кВ М.Копани	2	1	1	1	2	4	10	4	14
5	ПС 35/10кВ Кардаинская	2	1		1	3	5	11	5	16
6	ПС 35/10кВ Б.Остров	1	1		1	3	5	12	6	18
7	ПС-35 кВ "Приморская"	2	2		2	6	12	20	5	25
8	ПС-35 кВ "Береговая"	3	2		2	4	11	19	5	24
9	ПС-35 кВ "Грушевка"	2	2		2	5	11	19	5	24
10	ПС-35 кВ "Широкая"	1	1		1	4	7	11	2	13
11	ПС-35 кВ "Таврия"	2	2		2	5	11	19	5	24

12	ПС-35 кВ "Птаховка"	1	1		1	5	8	12	2	14
13	ПС-35 кВ "Н.Николаевка"	4	2		2	5	13	21	5	26
14	ПС-35 кВ "Михайловка"	2	1		1	3	7	11	2	13
15	ПС-35 кВ "Красное"	3	2		2	6	13	21	5	26
16	ПС-35 кВ "Морская"	2	2		2	6	12	20	5	25
17	ПС-35 кВ "Н.Российская"	3	2		2	6	13	21	5	26
18	ПС-35 кВ "Молодежная"	2	2		2	7	13	21	5	26
19	ПС-35 кВ "Подовое"	5	2		2	7	16	24	5	29
20	ПС-35 кВ "Чкалово"	1	1	1	2	6	9	13	2	15
21	ПС-35 кВ "Отрадовка"	2	1		1	5	9	13	2	15
22	ПС-35 кВ "Федоровка"	2	2		2	6	12	20	5	25
23	ПС-35 кВ "Н.Михайловка"	3	1		2	6	11	15	2	17
24	ПС-35 кВ "Генгорка"	2	2		2	8	14	22	5	27
25	ПС-35 кВ "Озеряне"				1	4	4	4	1	5
26	ПС-35 кВ "Партизаны"	2	1		1	5	9	13	5	18
27	ПС-35 кВ "Петровка"	2	1		1	7	11	15	2	17
28	ПС-35 кВ "Приазовская"	2	2		2	8	14	22	5	27
29	ПС-35 кВ "Чонгар"	2	2		1	5	11	19	5	24
30	ПС-35 кВ "Фрунзе"	2	1		1	3	7	11	2	13
31	ПС-35 кВ "Трофимовка"	2	1		1	2	6	10	2	12
32	ПС-35 кВ "Дружбовка"	2	1		1	4	8	12	2	14
33	ПС-35 кВ "Первопокровка"	4	2		2	7	15	23	5	28
34	ПС-35 кВ "КХП"	3	2		2	3	10	18	5	23
35	ПС-35 кВ "Ключевая"	2	2		2	3	9	17	5	22
36	ПС-35 кВ "Кр. Чабан"	2	1		1	3	7	11	2	13
37	ПС-35 кВ "Мирная"	2	2	1	2	9	15	23	5	28
38	ПС-35 кВ "Балтазаровка"	1	1		1	9	12	16	2	18
39	ПС-35 кВ "Григорьевка"	3	2	1	2	6	13	21	5	26
40	ПС-35 кВ "К.Владимировка"	1	2		2	8	13	21	5	26
41	ПС-35 кВ "Маркеево"	1	1		1	4	7	11	2	13
42	ПС-35 кВ "Строгановка"	2	1		1	5	9	13	2	15
43	ПС-35 кВ "Шевченко"	2	1		1	3	7	11	2	13
44	ПС-35 кВ "Хлебодаровка"	1	1		1	2	5	9	2	11
45	ПС-35 кВ "ГНС РОС"	1	3		2	6	13	25	7	32
46	ПС-35 кВ "Первомаевка"	3	1		1	3	8	12	2	14
47	ПС-35 кВ "Самойловка"	1	1		1	4	7	11	2	13
48	ПС-35 кВ "Ушколка"	2	2		2	8	14	22	5	27
49	ПС-35 кВ "Громовка"	4	2		2	7	15	23	5	28
50	ПС-35 кВ "Васильевка"	2	1		1	5	9	13	2	15
51	ПС-35 кВ "Осокоровская"	3	1		1	4	9	13	2	15
52	ПС-35 кВ "Крещеновская"	2	1		1	4	8	12	2	14
53	ПС-35 кВ "Гавриловка"	1	1		1	3	7	11	2	13
54	ПС-35 кВ "Светличная"	1	1		1	2	5	9	2	11
55	ПС-35 кВ "Н.Вознесенская"	2	1		1	4	8	12	2	14

56	ПС-35 кВ "Пионер"	3	2		2	8	15	23	5	28
57	ПС-35 кВ "Н.Воскресеновская"	2	1		1	4	8	12	2	14
58	ПС-35 кВ "Беляевская"	2	2		2	6	12	20	5	25
59	ПС-35 кВ "Н.Воронцовская"	4	2		2	8	16	24	5	29
60	ПС-35 кВ "Сиваши"	3	2		2	10	17	25	5	30
61	ПС-35 кВ "Попелаки"	2	1		1	3	7	11	2	13
62	ПС-35 кВ "Н.Григорьевка"	3	2		2	7	14	22	5	27
63	ПС-35 кВ "Вербь"	2	2		2	7	13	21	5	26
64	ПС-35 кВ "З.Балка"	2	2		2	6	12	20	5	25
65	ПС-35 кВ "Архангельская"	2	2		1	5	11	19	5	24
66	ПС-35 кВ "Н.Дмитриевская"	2	1		2	6	10	14	2	16

Створення в рамках системи автоматичної реєстрація відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів 10 кВ відповідних каналів передавання телемеханічних даних в ОІК АТ “Херсонобленерго”.

У 2022 році продовжується етап створення системи автоматичної реєстрація аварійних відключень, а саме, перший етап телемеханізації обладнання на 66 підстанцій 35 кВ. При цьому телеметрична інформація з підстанцій передається до ОІК відповідного ВДЗРМ через корпоративну мережу передавання даних яка будується за допомогою РРЛ зв'язку типу ALCOMA AL-13F, крім цього до цього каналу зв'язку, підключається наявне радіо обладнання базової станції, яке за допомогою радіоканалу передавання даних на частоті 440-442 МГц, забезпечить прийом телеметричної інформації від ПС-35 кВ, що телемеханізуються системою реєстрації перерв електропостачання фідерів 10 кВ, з подальшою ретрансляцією даних через канал радіорелейного зв'язку до ОІК відповідного ВДЗРМ та далі до АТ “Херсонобленерго”.

Для забезпечення комплексної телемеханізації обладнання на 66 підстанцій 35 кВ, Товариством передбачено розгортання у 2022 році мережі відомчих каналів передавання даних, а саме будівництво радіорелейних ліній:

- ПС-35кВ «Новониколаевка» - диспетчерська Скадовського ВДЗРМ;
- ПС-35кВ «Чкалово» - ПС-150кВ «Новотроицкая»;
- ПС-35кВ «Первомаевская» - диспетчерська В.Лепетихського ВДЗРМ;
- ПС-35кВ «Первомаевская» - Нововоронцовська дільниця Високопільського ВДЗРМ;

з встановленням на підстанціях базових станцій передавання даних по каналам радіозв'язку.

Будівництво радіорелейної ліній не тільки дозволить забезпечити надійними каналами передавання телеметричних даних з підстанції, а також дозволить створити до них нові диспетчерські канали зв'язку та підключити ці підстанції до корпоративної мережі передавання даних АТ “Херсонобленерго”.

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку ПС-35кВ «Новониколаевка» - диспетчерська Скадовського ВДЗРМ довжиною 19,5 км з використанням антенно-щоголової споруди висотою 20 м у м. Скадовськ на території диспетчерської Скадовського ВДЗРМ та антенно-щоголової споруди висотою 20 м у с. Новониколаївка, яка будується на території ПС-35 кВ “Новониколаевка”.

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., м. Скадовськ, диспетчерська Скадовського ВДЗРМ	46° 7'21.42"Пн 32°55'19.23"С	19,5
2	Херсонська обл., с. Новониколаївка, ПС-35 кВ “Новониколаевка”	46°14'12.00"Пн 32°43'44.22"С	

РРЛ ПС-35кВ «Новониколаевка» - диспетчерська Скадовського ВДЗРМ побудована на обладнанні ALCOMA AL13F з конфігурацією “1+0” в частотному діапазоні 13 ГГц. Кількість потоків E1 – 0, Ethernet – 1. Ліцензія 25 Мбіт.

№	Назва обладнання	Характеристики	Кількість
1	IDU - ODU ALCOMA AL13F		2
	Ширина частотного каналу	28 МГц	
	Частоти (TX/RX)	12821/13087 МГц	
	Максимальна потужність передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антенна 13ГГц (1.2м)		2
3	Маршрутизатор Cisco 921-P4		2
4	Система безперебійного живлення ЦРРЛ 220В/48В, JSD-300-545-DIN2		2
5	Резервне джерело живлення TS-200-248В, DC/AC інвертор		2
6	Шафа телекомунікаційна 19” 600х600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 921-P4 забезпечує маршрутизацію та безпеку вхідного Ethernet потоку між напрямками ПС-35кВ «Новониколаевка» - диспетчерська Скадовського ВДЗРМ.

Вартість робіт з побудови РРЛ ПС-35кВ «Новониколаевка» - диспетчерська Скадовського ВДЗРМ разом з будівництвом необхідної антенно-щоглової споруди становить **1500,0 тис грн** без ПДВ.

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку ПС-35кВ «Чкалово» - ПС-150кВ «Новотроїцькая» довжиною 18,0 км з використанням антенно-щоглової споруди висотою 20 м у смт. Новотроїцьке на території ПС-150 кВ “Новотроїцькая” та антенно-щоглової споруди висотою 20 м у с. Чкалове, яка будується на території ПС-35 кВ “Чкалово”.

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., смт.Новотроїцьке, ПС-150кВ «Новотроїцькая»	46°20'53.99"Пн 34°18'49.65"С	18,0
2	Херсонська обл., с. Чкалове, ПС-35 кВ “Чкалово”	46°28'44.38"Пн 34°10'26.02"С	

РРЛ ПС-35кВ «Чкалово» - ПС-150кВ «Новотроїцькая» побудована на обладнанні ALCOMA AL13F з конфігурацією “1+0” в частотному діапазоні 13 ГГц. Кількість потоків E1 – 0, Ethernet – 1. Ліцензія 25 Мбіт.

№	Назва обладнання	Характеристики	Кількість
1	IDU - ODU ALCOMA AL13F		2
	Ширина частотного каналу	28 МГц	
	Частоти (TX/RX)	12821/13087 МГц	
	Максимальна потужність передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	

2	Антенa 13ГГц (1.2м)		2
3	Маршрутизатор Cisco 921-P4		2
4	Система безперебійного живлення ЦРРЛ 220В/48В, JSD-300-545-DIN2		2
5	Резервне джерело живлення TS-200-248В, DC/AC інвертор		2
6	Шафа телекомунікаційна 19” 600х600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 921-P4 забезпечує маршрутизацію та безпеку вхідного Ethernet потоку між напрямками ПС-35кВ «Чкалово» - ПС-150кВ «Новотроїцкая».

Вартість робіт з побудови РРЛ ПС-35кВ «Чкалово» - ПС-150кВ «Новотроїцкая» разом з будівництвом необхідної антенно-щоглової споруди становить **1550,0 тис грн** без ПДВ.

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку ПС-35кВ «Первомаевская» - диспетчерська В.Лепетихського ВДЗРМ довжиною 22,8 км з використанням антенно-щоглової споруди висотою 20 м у смт. Велика Лепетиха на території диспетчерської В.Лепетихського ВДЗРМ та антенно-щоглової споруди висотою 20 м в околиці с. Первомаївка, яка будується на території ПС-35 кВ «Первомаевская».

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., смт. Велика Лепетиха, диспетчерська В.Лепетихського ВДЗРМ	47° 9'20.07"Пн 33°55'55.87"С	22,8
2	Херсонська обл., с.Первомаївка, ПС-35 кВ «Первомаевская»	47°19'11.46"Пн 34° 6'48.51"С	

РРЛ ПС-35кВ «Первомаевская» - диспетчерська В.Лепетихського ВДЗРМ побудована на обладнанні ALCOMA AL13F з конфігурацією «1+0» в частотному діапазоні 13 ГГц. Кількість потоків E1 – 0, Ethernet – 1. Ліцензія 25 Мбіт.

№	Назва обладнання	Характеристики	Кількість
1	IDU - ODU ALCOMA AL13F		2
	Ширина частотного каналу	28 МГц	
	Частоти (TX/RX)	12821/13087 МГц	
	Максимальна потужність передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антенa 13ГГц (1.2м)		2
3	Маршрутизатор Cisco 921-P4		2
4	Система безперебійного живлення ЦРРЛ 220В/48В, JSD-300-545-DIN2		2
5	Резервне джерело живлення TS-200-248В, DC/AC інвертор		2
6	Шафа телекомунікаційна 19” 600х600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 921-P4 забезпечує маршрутизацію та безпеку вхідного Ethernet потоку між напрямками ПС-35кВ «Первомаевская» - диспетчерська В.Лепетихського ВДЗРМ.

Вартість робіт з побудови РРЛ ПС-35кВ «Первомаевская» - диспетчерська В.Лепетихського ВДЗРМ разом з будівництвом необхідної антенно-щоголової споруди становить **1470,0 тис грн** без ПДВ.

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку ПС-35кВ «Первомаевская» - Нововоронцовська дільниця Високопільського ВДЗРМ довжиною 24,3 км з використанням антенно-щоголової споруди висотою 20 м у с. с. Первомаївка на території ПС-35 кВ “ Первомаевская ”. та антенно-щоголової споруди висотою 20 м у смт. Нововоронцовка, яка будується на території ПС-35 кВ “Нововоронцовская”.

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., смт. Нововоронцовка, ПС-35 кВ “Нововоронцовская”	47°29'12.22"Пн 33°54'12.33"С	24,3
2	Херсонська обл., с.Первомаївка, ПС-35 кВ “Первомаевская”	47°19'11.46"Пн 34° 6'48.51"С	

РРЛ ПС-35кВ «Первомаевская» - Нововоронцовська дільниця Високопільського ВДЗРМ побудована на обладнанні ALCOMA AL13F з конфігурацією “1+0” в частотному діапазоні 13 ГГц. Кількість потоків E1 – 0, Ethernet – 1. Ліцензія 25 Мбіт.

№	Назва обладнання	Характеристики	Кількість
1	IDU - ODU ALCOMA AL13F		2
	Ширина частотного каналу	28 МГц	
	Частоти (TX/RX)	12821/13087 МГц	
	Максимальна потужність передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антенна 13ГГц (1.2м)		2
3	Маршрутизатор Cisco 921-P4		2
4	Система безперебійного живлення ЦРРЛ 220В/48В, JSD-300-545-DIN2		2
5	Резервне джерело живлення TS-200-248В, DC/AC інвертор		2
6	Шафа телекомунікаційна 19” 600х600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 921-P4 забезпечує маршрутизацію та безпеку вхідного Ethernet потоку між напрямками ПС-35кВ «Первомаевская» - Нововоронцовська дільниця Високопільського ВДЗРМ.

Вартість робіт з побудови РРЛ ПС-35кВ «Первомаевская» - Нововоронцовська дільниця Високопільського ВДЗРМ разом з будівництвом необхідної антенно-щоголової споруди становить **1350,0 тис грн** без ПДВ.

Обладнання підстанцій 35 кВ засобами охоронної сигналізації.

На даний час у Товаристві під автоматизованою системою засобів охоронної сигналізації на пульті централізованого спостереження перебуває 357 об'єкти, що обладнані проводовими засобами охоронної сигналізації ППК Грифон, із них ПС 150 кВ та 35 кВ — 106, ТП 10(6)кВ — 190, реклоузерів 10кВ – 53, інші об'єкти — 8. На значній частині об'єктів під охороною системи перебуває тільки розташоване на ОРУ-35 кВ високовольтне обладнання та силові трансформатори, при цьому обладнання, яке розташоване у комірках 10(6) кВ захищене від несанкційного доступу за допомогою навісних запорів та внутрішніх замків.

Зважаючи, що на усіх підстанціях передбачено встановлення засобів реєстрації відключень зі створенням відомчого каналу передавання даних виникла потреба в підборі для цієї системи необхідних технічних засобів охоронної сигналізації як для встановлення у комірках з обладнанням (інфрочорвоних або об'ємних датчиків руху) так і забезпечення охорони периметру підстанції фотоелектронними системами.

Зважаючи на проведення у рамках переходу на стимулююче регулювання у 2022 році виникла потреба продовжити комплексне та поетапне проведення на енергетичних об'єктах Товариства модернізацію наявної системи охоронної сигналізації, а саме встановлення сучасного ППК "Грифон 022-10+RFID", що дозволяє передавати інформацію як за допомогою голосового каналу GSM, а також по каналу GPRS або Ethernet. Організацію охорони периметру підстанції та створення захисного периметру комірок 10 кВ здійснити за допомогою 4-х комплектів активних оптикоелектронних датчиків Optex AX-200PLUS та 2-х комплектів датчиків Optex AX-100PLUS, що мають зону покриття 60 та 30 м відповідно.

Вартість робіт з обладнання однієї підстанції 35 кВ засобами охоронної сигналізації в середньому становить **150,0 тис грн** без ПДВ, а у разі модернізації існуючої з дооснащення охорони периметру підстанції в середньому становить **70,0 тис грн** без ПДВ.

Таким чином загальна вартість робіт з телемеханізації 66 підстанцій 35кВ, щодо створення системи автоматичної реєстрації відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів приведена в таблиці.

**Перший етап впровадження телемеханіки у 2022 році на 66 ПС 35 кВ
(Скадовське ВДЗРМ, Новотроїцьке ВДЗРМ, Генічеське ВДЗРМ, Чаплинське ВДЗРМ,
Іванівське ВДЗРМ, Великопетихське ВДЗРМ та Високопільське ВДЗРМ)**

№	Реконструкція обладнання ПС 35 кВ для впровадження телемеханіки (I етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10 кВ (66 ПС)	ко мп ле кс	За- галь на кіль кіст ь ТС, ТВ	Вартість заходу, тис. грн. без ПДВ				
				ТМ та радіо- канал	Охоронн а сигналіз ація	Щогло ва споруд а	РРЛС	Ітого
1	ПС 35/10кВ Геройская	шт	21	926,11	171,28	428,19	0	1525,58
2	ПС 35/10кВ Памятное	шт	19	902,35	161,18	0	0	1063,53
3	ПС 35/10 Большевик	шт	19	907,74	159,83	80,52	0	1149,31
4	ПС 35/10кВ М.Копани	шт	14	819,67	175,64	409,83	0	1405,14

5	ПС 35/10кВ Кардашинская	шт	16	811,2	203,67	405,02	0	1421,04
6	ПС 35/10кВ Б.Остров	шт	18	960,23	176,5	0	0	1136,73
7	ПС-35 кВ "Приморская"	шт	25	1209,35	200,6	75,66	0	1486,75
8	ПС-35 кВ "Береговая"	шт	24	1014,2	181,06	0	0	1195,26
9	ПС-35 кВ "Грушевка"	шт	24	1081,73	191,34	84,19	0	1357,26
10	ПС-35 кВ "Широкая"	шт	13	905,32	165,16	0	0	1070,48
11	ПС-35 кВ "Таврия"	шт	24	1059,02	202,85	92,33	0	1354,2
12	ПС-35 кВ "Птаховка"	шт	14	902,87	171,28	80,74	0	1154,89
13	ПС-35 кВ "Н.Николаевка"	шт	26	446,54	159,04	428,19	1406,91	2440,68
14	ПС-35 кВ "Михайловка"	шт	13	862,64	159,08	70,46	0	1092,18
15	ПС-35 кВ "Красное"	шт	26	927,33	181,06	80,74	0	1189,14
16	ПС-35 кВ "Морская"	шт	25	995,24	193,88	85,31	0	1274,43
17	ПС-35 кВ "Н.Российская"	шт	26	1075,15	232,1	98,83	0	1406,08
18	ПС-35 кВ "Молодежная"	шт	26	1038,52	210,57	94,54	0	1343,63
19	ПС-35 кВ "Подовое"	шт	29	1000,74	272,82	80,74	0	1354,3
20	ПС-35 кВ "Чкалово"	шт	15	684,21	182,46	483,79	1658,7	3009,15
21	ПС-35 кВ "Отрадовка"	шт	15	986,37	220,73	83,25	0	1290,35
22	ПС-35 кВ "Федоровка"	шт	25	952,73	152,16	0	0	1104,89
23	ПС-35 кВ "Н.Михайловка"	шт	17	857,6	194,52	80,74	0	1132,87
24	ПС-35 кВ "Тенгорка"	шт	27	906,54	163,94	0	0	1070,48
25	ПС-35 кВ "Озеряне"	шт	5	850,26	0	428,19	0	1278,45
26	ПС-35 кВ "Партизаны"	шт	18	837,43	179,36	79,99	0	1097,99
27	ПС-35 кВ "Петровка"	шт	17	911,28	167,75	71,43	0	1150,47
28	ПС-35 кВ "Приазовская"	шт	27	1035	0	80,74	0	1115,74
29	ПС-35 кВ "Чонгар"	шт	24	935	190,85	428,19	0	1554,94
30	ПС-35 кВ "Фрунзе"	шт	13	912,65	220,21	80,74	0	1213,61
31	ПС-35 кВ "Трофимовка"	шт	12	1108,01	182,39	75,24	0	1365,63
32	ПС-35 кВ "Дружбовка"	шт	14	967,19	0	84,77	0	1051,96
33	ПС-35 кВ "Первопокровка"	шт	28	929,79	0	80,74	0	1010,53
34	ПС-35 кВ "КХП"	шт	23	904,09	185,96	80,74	0	1170,79
35	ПС-35 кВ "Ключевая"	шт	22	858,34	201,83	76,55	0	1136,72
36	ПС-35 кВ "Кр.Чабан"	шт	13	757,91	163,98	349,96	0	1271,85

37	ПС-35 кВ "Мирная"	шт	28	1061,42	203,62	95,31	0	1360,35
38	ПС-35 кВ "Балтазаровка"	шт	18	913,88	204,31	80,74	0	1198,93
39	ПС-35 кВ "Григорьевка"	шт	26	944,46	78,3	428,19	0	1450,95
40	ПС-35 кВ "К.Владимировка"	шт	26	1012,68	228,49	93,09	0	1334,26
41	ПС-35 кВ "Маркеево"	шт	13	833,04	182,73	70,94	0	1086,71
42	ПС-35 кВ "Строгановка"	шт	15	878,4	75,85	80,74	0	1035
43	ПС-35 кВ "Шевченко"	шт	13	910,21	201,86	0	0	1112,07
44	ПС-35 кВ "Хлебодаровка"	шт	11	926,12	195,74	0	0	1121,86
45	ПС-35 кВ "ГНС РОС"	шт	32	913,33	196,05	77,48	0	1186,86
46	ПС-35 кВ "Первомаевка"	шт	14	599,47	162,71	428,19	1370,21	2560,58
47	ПС-35 кВ "Самойловская"	шт	13	1132,44	192,24	72,92	0	1397,6
48	ПС-35 кВ "Ушколка"	шт	27	889,02	183,38	406,21	0	1478,61
49	ПС-35 кВ "Громовка"	шт	28	928,56	79,52	428,19	0	1436,27
50	ПС-35 кВ "Васильевка"	шт	15	910,21	195,74	80,74	0	1186,7
51	ПС-35 кВ "Осокоровская"	шт	15	1109,32	198,72	409,13	0	1717,17
52	ПС-35 кВ "Крещеновская"	шт	14	931,01	195,74	80,74	0	1207,5
53	ПС-35 кВ "Гавриловская"	шт	13	1203,83	194,52	80,74	0	1479,09
54	ПС-35 кВ "Светличная"	шт	11	917,55	201,86	80,74	0	1200,16
55	ПС-35 кВ "Н.Вознесенская"	шт	14	1186,69	209,2	80,74	0	1476,64
56	ПС-35 кВ "Пионер"	шт	28	931,92	82,53	83,8	0	1098,24
57	ПС-35 кВ "Н.Воскресеновская"	шт	14	984,74	207,03	87,59	0	1279,36
58	ПС-35 кВ "Беляевская"	шт	25	910,21	195,74	80,74	0	1186,7
59	ПС-35 кВ "Н.Воронцовская"	шт	29	501,59	0	428,19	1223,4	2153,18
60	ПС-35 кВ "Сиваши"	шт	30	896,75	211,65	0	0	1108,4
61	ПС-35 кВ "Попелаки"	шт	13	1200,15	196,97	0	0	1397,12
62	ПС-35 кВ "Н.Григорьевка"	шт	27	927,33	83,19	80,74	0	1091,27
63	ПС-35 кВ "Вербы"	шт	26	902,87	194,52	80,74	0	1178,13
64	ПС-35 кВ "З.Балка"	шт	25	923,66	212,87	80,74	0	1217,28
65	ПС-35 кВ "Архангельская"	шт	24	766	167	80,74	0	1222,18
66	ПС-35 кВ "Н.Дмитриевская"	шт	16	937,13	204,31	80,74	0	1620,42
Всього по розділу III				61607,94	11135,04	9619,69	5659,21	88026,62

Отже після проведених заходів у 2022 році з впровадження телемеханіки ПС-35кВ для створення системи автоматичної реєстрація відключень обладнання та перерв в електропостачанні фідерів стан телемеханіки буде наступний:

№ п/п	Клас ПС, кВ	Всього ПС	Тип телемеханіки	Кількість ПС		Кількість фідерів 10 кВ	
				шт.	%	всього	1599
						шт.	%
1	ПС-150кВ	19	повна ТМ	12	63%	1059	66%
			система реєстрації відключень (СРВ)	7	37%		
			всього телемеханізовано	19	100%		
2	ПС-35кВ	199	повна ТМ	28	14%		
			система реєстрації відключень (СРВ)	123	62%		
			всього телемеханізовано	151	76%		
3	РП-10кВ	35	всього телемеханізовано	0	0%	0	

Техніко-економічне обґрунтування, щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів на 66 підстанцій 35 кВ (Голопристанське ВДЗРМ, Скадовське ВДЗРМ, Новотроїцьке ВДЗРМ, Генічеське ВДЗРМ, Чаплинське ВДЗРМ, Іванівське ВДЗРМ, Великолепетихське ВДЗРМ та Високопільське ВДЗРМ).

У 2022 році пропонуються наступні роботи з реконструкція обладнання ПС 35 кВ для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 35-10 кВ (66 ПС Голопристанського ВДЗРМ, Скадовського ВДЗРМ, Новотроїцького ВДЗРМ, Генічеського ВДЗРМ, Чаплинського ВДЗРМ, Іванівського ВДЗРМ, Великолепетихського ВДЗРМ та Високопільського ВДЗРМ) АТ «Херсонобленерго».

Загальні капіталовкладення згідно затвердженої інвестиційної програми становлять:

№	Найменування ПС-35кВ для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10кВ	Вартість заходу, тис. грн. без ПДВ	№	Найменування ПС-35кВ для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10кВ	Вартість заходу, тис. грн. без ПДВ
1	ПС 35/10кВ Геройская	1525,58	34	ПС-35 кВ "КХП"	1170,79
2	ПС 35/10кВ Памятное	1063,53	35	ПС-35 кВ "Ключевая"	1136,72
3	ПС 35/10 Большевик	1149,31	36	ПС-35 кВ "Кр.Чабан"	1271,85
4	ПС 35/10кВ М.Копани	1405,14	37	ПС-35 кВ "Мирная"	1360,35
5	ПС 35/10кВ Кардашинская	1421,04	38	ПС-35 кВ "Балтазаровка"	1198,93
6	ПС 35/10кВ Б.Остров	1136,73	39	ПС-35 кВ "Григорьевка"	1450,95
7	ПС-35 кВ "Приморская"	1486,75	40	ПС-35 кВ "К.Владимировка"	1334,26
8	ПС-35 кВ "Береговая"	1195,26	41	ПС-35 кВ "Маркеево"	1086,71
9	ПС-35 кВ "Грушевка"	1357,26	42	ПС-35 кВ "Строгановка"	1035
10	ПС-35 кВ "Широкая"	1070,48	43	ПС-35 кВ "Шевченко"	1112,07
11	ПС-35 кВ "Таврия"	1354,2	44	ПС-35 кВ "Хлебодаровка"	1121,86
12	ПС-35 кВ "Птаховка"	1154,89	45	ПС-35 кВ "ГНС РОС"	1186,86
13	ПС-35 кВ "Н.Николаевка"	2440,68	46	ПС-35 кВ "Первомаевка"	2560,58
14	ПС-35 кВ "Михайловка"	1092,18	47	ПС-35 кВ "Самойловка"	1397,6
15	ПС-35 кВ "Красное"	1189,14	48	ПС-35 кВ "Ушколка"	1478,61
16	ПС-35 кВ "Морская"	1274,43	49	ПС-35 кВ "Громовка"	1436,27
17	ПС-35 кВ "Н.Российская"	1406,08	50	ПС-35 кВ "Васильевка"	1186,7
18	ПС-35 кВ "Молодежная"	1343,63	51	ПС-35 кВ "Осокоровская"	1717,17

19	ПС-35 кВ "Подовое"	1354,3	52	ПС-35 кВ "Крещеновская"	1207,5
20	ПС-35 кВ "Чкалово"	3009,15	53	ПС-35 кВ "Гавриловка"	1479,09
21	ПС-35 кВ "Отрадовка"	1290,35	54	ПС-35 кВ "Светличная"	1200,16
22	ПС-35 кВ "Федоровка"	1104,89	55	ПС-35 кВ "Н.Вознесенская"	1476,64
23	ПС-35 кВ "Н.Михайловка"	1132,87	56	ПС-35 кВ "Пионер"	1098,24
24	ПС-35 кВ "Генгорка"	1070,48	57	ПС-35 кВ "Н.Воскресеновская"	1279,36
25	ПС-35 кВ "Озеряне"	1278,45	58	ПС-35 кВ "Беляевская"	1186,7
26	ПС-35 кВ "Партизаны"	1097,99	59	ПС-35 кВ "Н.Воронцовская"	2153,18
27	ПС-35 кВ "Петровка"	1150,47	60	ПС-35 кВ "Сиваши"	1108,4
28	ПС-35 кВ "Приазовская"	1115,74	61	ПС-35 кВ "Попелаки"	1397,12
29	ПС-35 кВ "Чонгар"	1554,94	62	ПС-35 кВ "Н.Григорьевка"	1091,27
30	ПС-35 кВ "Фрунзе"	1213,61	63	ПС-35 кВ "Вербь"	1178,13
31	ПС-35 кВ "Трофимовка"	1365,63	64	ПС-35 кВ "З.Балка"	1217,28
32	ПС-35 кВ "Дружбовка"	1051,96	65	ПС-35 кВ "Архангельская"	1222,18
33	ПС-35 кВ "Первопокровка"	1010,53	66	ПС-35 кВ "Н.Дмитриевская"	1620,42

Данні заходи відповідають 3 та 8 критеріям п.3.2.6. Кодексу Системи розподілу, а саме зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії, розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

Виконання робіт з реконструкція обладнання ПС 35 кВ для впровадження телемеханіки (I етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10 кВ (66 ПС Голопристанського ВДЗРМ, Скадовського ВДЗРМ, Новотроїцького ВДЗРМ, Генічеського ВДЗРМ, Чаплинського ВДЗРМ, Іванівського ВДЗРМ, Великолепетихського ВДЗРМ та Високопільського ВДЗРМ) АТ «Херсонобленерго» дозволить диспетчеру отримати інструмент, який буде допомагати в оцінці ситуаційного становища під час аварій, а також допоможе якщо не уникнути аварійних відключень, то як можливо швидше локалізувати аварію. Таким чином, скорочується час відсутності електричної енергії у споживачів, і поліпшується якість наданих послуг. Тобто покращуються показники надійності електропостачання SAIDI (індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні) та SAIFI (індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні).

За розрахунками та досвідом Товариства, 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:

$$180 \cdot 3 = 540 \text{ кВт г}$$

$$500 \cdot 3 = 1500 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 0,61 грн/кВт г.

Зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень

В лік. = $0,61 \cdot 540 = 329,4$ грн. по одному відключенню у розподільчих мережах.

В лік. = $0,61 \cdot 1500 = 915$ грн. по одному відключенню у мережах 35-150 кВ.

У середньому, у мережах на місяць трапляється орієнтовно 7 відключень у мережах 35-150 кВ та понад 165 відключень у мережах 0,4-10 кВ.

Таким чином, загальне зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень за рік у мережах 0,4-110 кВ становить

$$\text{Влік.} = 329,4 \cdot 65 \cdot 12 + 915 \cdot 7 \cdot 12 = 256\,932 + 76\,860 = 333\,792 \text{ грн (278\,160 грн без ПДВ)}.$$

До додаткових отриманих переваг від дистанційного вимірювання та переключення можна віднести:

- економію палива для транспорту;
- економію часу.

У середньому за досвідом Товариства, 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

$$\text{Езаг.} = \text{Е заг.} = 333\,792 + 53\,539 = 387\,331 \text{ грн або } \mathbf{322\,775} \text{ грн (без ПДВ)}.$$

У разі встановлення на підстанції ще обладнання радіо-релейного зв'язку та передачі даних, яке забезпечить побудову магістральних каналів передачі даних та голосу між районними підрозділами Товариства.

То крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Товариство сплачує провайдерам (Укретелекому та ін.). На даний час оренда одного потоку в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення РРС дозволяє організувати 4 нових потоків. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

$$\text{В ор.} = 4 \cdot 5000,0 \cdot 12 = 240\,000 \text{ грн щорічно. (200\,000 грн без ПДВ)}.$$

Сукупний економічний ефект від впровадження засобів телемеханіки та організації РРС :

$$\text{Езаг.} = 333\,792 + 53\,539 + 240\,000 = 627\,331 \text{ грн або } \mathbf{522\,775} \text{ грн (без ПДВ)}.$$

За данною методикою розрахунку економічний ефект за кожним заходом окремо буде становити:

№	Найменування ПС-35кВ для впровадження телемеханіки (І етап), щодо створення комплексу автоматичної реєстрації перерв в електропостачанні фідерів 10кВ	Вартість заходу (Кзаг), тис. грн. без ПДВ	Термін окупності (Ток.=Кзаг/Езаг), років
1	ПС 35/10кВ Геройская	1525,58	2,92
2	ПС 35/10кВ Памятное	1063,53	2,03
3	ПС 35/10 Большевик	1149,31	2,2

4	ПС 35/10кВ М.Копани	1405,14	2,69
5	ПС 35/10кВ Кардашинская	1421,04	2,72
6	ПС 35/10кВ Б.Остров	1136,73	2,17
7	ПС-35 кВ "Приморская"	1486,75	2,84
8	ПС-35 кВ "Береговая"	1195,26	2,29
9	ПС-35 кВ "Грушевка"	1357,26	2,6
10	ПС-35 кВ "Широкая"	1070,48	2,05
11	ПС-35 кВ "Таврия"	1354,2	2,59
12	ПС-35 кВ "Птаховка"	1154,89	2,21
13	ПС-35 кВ "Н.Николаевка"	2440,68	4,67
14	ПС-35 кВ "Михайловка"	1092,18	2,09
15	ПС-35 кВ "Красное"	1189,14	2,27
16	ПС-35 кВ "Морская"	1274,43	2,44
17	ПС-35 кВ "Н.Российская"	1406,08	2,69
18	ПС-35 кВ "Молодежная"	1343,63	2,57
19	ПС-35 кВ "Подовое"	1354,3	2,59
20	ПС-35 кВ "Чкалово"	3009,15	5,76
21	ПС-35 кВ "Отрадовка"	1290,35	2,47
22	ПС-35 кВ "Федоровка"	1104,89	2,11
23	ПС-35 кВ "Н.Михайловка"	1132,87	2,17
24	ПС-35 кВ "Генгорка"	1070,48	2,05
25	ПС-35 кВ "Озеряне"	1278,45	2,45
26	ПС-35 кВ "Партизаны"	1097,99	2,1
27	ПС-35 кВ "Петровка"	1150,47	2,2
28	ПС-35 кВ "Приазовская"	1115,74	2,13
29	ПС-35 кВ "Чонгар"	1554,94	2,97
30	ПС-35 кВ "Фрунзе"	1213,61	2,32
31	ПС-35 кВ "Трофимовка"	1365,63	2,61
32	ПС-35 кВ "Дружбовка"	1051,96	2,01
33	ПС-35 кВ "Первопокровка"	1010,53	1,93
34	ПС-35 кВ "КХП"	1170,79	2,24

35	ПС-35 кВ "Ключевая"	1136,72	2,17
36	ПС-35 кВ "Кр. Чабан"	1271,85	2,43
37	ПС-35 кВ "Мирная"	1360,35	2,6
38	ПС-35 кВ "Балтазаровка"	1198,93	2,29
39	ПС-35 кВ "Григорьевка"	1450,95	2,78
40	ПС-35 кВ "К.Владимировка"	1334,26	2,55
41	ПС-35 кВ "Маркеево"	1086,71	2,08
42	ПС-35 кВ "Строгановка"	1035	1,98
43	ПС-35 кВ "Шевченко"	1112,07	2,13
44	ПС-35 кВ "Хлебодаровка"	1121,86	2,15
45	ПС-35 кВ "ГНС РОС"	1186,86	2,27
46	ПС-35 кВ "Первомаевка"	2560,58	4,9
47	ПС-35 кВ "Самойловка"	1397,6	2,67
48	ПС-35 кВ "Ушколка"	1478,61	2,83
49	ПС-35 кВ "Громовка"	1436,27	2,75
50	ПС-35 кВ "Васильевка"	1186,7	2,27
51	ПС-35 кВ "Осокоровская"	1717,17	3,28
52	ПС-35 кВ "Крещеновская"	1207,5	2,31
53	ПС-35 кВ "Гавриловка"	1479,09	2,83
54	ПС-35 кВ "Светличная"	1200,16	2,3
55	ПС-35 кВ "Н.Вознесенская"	1476,64	2,82
56	ПС-35 кВ "Пионер"	1098,24	2,1
57	ПС-35 кВ "Н.Воскресеновская"	1279,36	2,45
58	ПС-35 кВ "Беляевская"	1186,7	2,27
59	ПС-35 кВ "Н.Воронцовская"	2153,18	4,12
60	ПС-35 кВ "Сиваши"	1108,4	2,12
61	ПС-35 кВ "Попелаки"	1397,12	2,67
62	ПС-35 кВ "Н.Григорьевка"	1091,27	2,09
63	ПС-35 кВ "Вербь"	1178,13	2,25
64	ПС-35 кВ "З.Балка"	1217,28	2,33
65	ПС-35 кВ "Архангельская"	1222,18	2,34

66	ПС-35 кВ "Н.Дмитриевская"	1620,42	3,1
----	---------------------------	---------	-----

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 70924.48 тис. грн (без ПДВ).

67. Комплекс заходів щодо придбання комп'ютерних пристроїв для документального запису диспетчерських переговорів

На даний період у ВДЗРМ АТ "Херсонобленерго" для запису диспетчерських переговорів в більшості випадків використовуються архіватори мови на базі персональних комп'ютерів. Наявність пристроїв для документального запису диспетчерських переговорів *є вимогою „Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж” та Кодексу системи розподілу.*

Крім того згідно нових Правил технічної експлуатації електроустановок збільшений термін зберігання записів диспетчерських переговорів стосовно випадків, що пов'язані з технологічними порушеннями.

Починаючи з 2003 року на технічне озброєння Товариства почали надходити сучасні архіватори мови типу DTR-04. Але з впровадженням у роботі диспетчерських пунктів новітнього обладнання та створення Інформаційно-консультативних центрів для роботи з населенням та відкриттям на їх базі у структурних підрозділах “Єдиних Вікон” виникла необхідність у збільшенні кількості каналів запису.

У рамках забезпечення функціонування Кол-Центру АТ «Херсонобленерго» на усіх диспетчерських пунктах було організовано VoIP канали зв'язку та додатково встановлено телефонні апарати, а також організовані резервні міські телефонні номери в якості «гарячої лінії», все це потребує додаткових каналів запису переговорів та зберігання інформації про технологічні порушення та пошкодження обладнання.

Водночас назріває питання заміни парку комп'ютерних пристроїв для документального запису диспетчерських переговорів, які були придбані більш ніж 7 років тому в яких встановлено 4 каналні плати архіватору мови типу DTR-04. Режим роботи даного типу обладнання – цілодобовий. Не дивно, що за стільки років експлуатації на HDD диску стали з'являтися биті кластери. А придбати HDD, який може підтримувати материнська плата на процесорі застарілого типу, майже неможливо. В найкращому випадку знайдеться HDD, який був у використанні і не забезпечує потрібної надійності.

Таблиця – диспетчерські пункти, де встановлені архіватори мови на базі комп'ютерів.

№	Найменування ДП	Тип архіватора	Рік вводу	Примітка
1	ДП АТ ХОЕ 1	DTR	2015	
2	ДП АТ ХОЕ 2	DTR	2016	
3	ДП АТ ХОЕ 3	DTR	2017	
4	ДП АТ ХОЕ 4	DTR	2018	
5	Херсонське ВДЗРМ	DTR	2012	
6	В-Лепетиське ВДЗРМ	DTR	2015	
7	Високопільське ВДЗРМ	DTR	2011	
8	Генічеське ВДЗРМ	DTR	2012	
9	Голопристанське ВДЗРМ	DTR	2011	
10	Іванівське ВДЗРМ	DTR	2010	
11	Каховське ВДЗРМ	DTR	2013	
12	Н-Каховське ВДЗРМ	DTR	2014	

13	Н-Троїцьке ВДзРМ	DTR	2010	
14	Скадовське ВДзРМ	DTR	2014	
15	Олешківське ВДзРМ	DTR	2013	
16	Чаплинське ВДзРМ	DTR	2014	

У зв'язку з реорганізацією структури АТ «Херсонобленерго» додатково створено канали зв'язку з оперативно-виїзними бригадами у цих районах. Для забезпечення диспетчерськими каналами зв'язку було встановлено додаткове обладнання міжміського та стільникового зв'язку. Все це потребує збільшення апаратних та функціональних можливостей наявних архіваторів мови DTR-04, однак апаратні можливості материнських плат не дозволяють це зробити.

Багатоканальна автономна система DTR-08 виробництва ТОВ "Ольхон" м. Харків призначена для організації автоматичного запису диспетчерських переговорів, запису телефонних розмов та аудіо сигналів. Джерелом запису може служити будь-який аналоговий сигнал; телефонна лінія, мікрофон, лінійний вихід приймача і т. п. Установка, підключення джерел сигналів, інсталяція програмного забезпечення та всі налаштування можуть бути виконані кінцевим користувачем, що працюють з операційними системами Microsoft Windows і не вимагають залучення фахівців високого рівня. Програмне забезпечення має розвинений і в теж час інтуїтивно зрозумілий інтерфейс, який використовується в Microsoft Windows. Доступ до найбільш часто використовуваних операцій і функцій дубльований, тобто вони доступні як через головне меню, так і по натисненню правої кнопки миші (спливаючі меню). А також по гарячим клавішам.

У 2022 р. заплановано придбати 2 багатоканальні система запису диспетчерських переговорів DTR-08 (або аналог) на загальну суму **47,56 тис. без ПДВ**, що дозволить значно покращити надійність документування диспетчерських переговорів на енергооб'єктах області, що є обов'язковою вимогою Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж.

Техніко-економічне обґрунтування придбання багатоканальної автономної системи запису розмов.

На даний період у ВДзРМ АТ "Херсонобленерго" для запису диспетчерських переговорів в більшості випадків використовуються архіватори мови на базі персональних комп'ютерів.

Враховуючи значний термін їх експлуатації назріває питання заміни парку комп'ютерних пристроїв для документального запису диспетчерських переговорів, які були придбані більш ніж 7 років тому в яких встановлено 4 каналні плати архіватору мови типу DTR-04. Режим роботи даного типу обладнання – цілодобовий. Не дивно, що за стільки років експлуатації на HDD диску стали з'являтися биті кластери. А придбати HDD, який може підтримувати материнська плата на процесорі застарілого типу, майже неможливо.

У зв'язку з реорганізацією структури АТ «Херсонобленерго» додатково створено канали зв'язку з оперативно-виїзними бригадами у цих районах. Для забезпечення диспетчерськими каналами зв'язку було встановлено додаткове обладнання міжміського та стільникового зв'язку. Все це потребує збільшення

апаратних та функціональних можливостей наявних архіваторів мови DTR-04, однак апаратні можливості материнських плат не дозволяють це зробити.

Багатоканальна автономна система DTR-08 виробництва **ТОВ "Ольхон" м. Харків** призначена для організації автоматичного запису диспетчерських переговорів, запису телефонних розмов та аудіо сигналів. Джерелом запису може служити будь-який аналоговий сигнал; телефонна лінія, мікрофон, лінійний вихід приймача і т. п. Установка, підключення джерел сигналів, інсталяція програмного забезпечення та всі налаштування можуть бути виконані кінцевим користувачем, що працює з операційними системами Microsoft Windows і не вимагають залучення фахівців високого рівня. Програмне забезпечення має розвинений і в теж час інтуїтивно зрозумілий інтерфейс, який використовується в Microsoft Windows. Доступ до найбільш часто використовуваних операцій і функцій дубльований, тобто вони доступні як через головне меню, так і по натисненню правої кнопки миші (спливаючі меню). А також по гарячим клавішам.

У 2022 р. заплановано придбати 2 багатоканальні система запису диспетчерських переговорів DTR-08 (або аналог) вартістю **47,56 тис. грн. без ПДВ**, що дозволить значно покращити надійність документування диспетчерських переговорів на енергооб'єктах області, що є обов'язковою вимогою Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж.

Це, у свою чергу, дозволяє оперативно відслідковувати дії персоналу при технологічному порушенні в електричних мережах. Таким чином, значно підвищується оперативність в ліквідації аварійних ушкоджень у електричних мережах, що зменшує недовідпустку електроенергії. Тобто покращуються показники надійності електропостачання SAIDI (індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні) та SAIFI (індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні).

До додаткових отриманих переваг від автоматичного збереження інформації та дистанційного доступу до неї можна віднести:

- економію палива для транспорту;
- економію часу.

У середньому за досвідом Товариства, економія палива для транспорту за рахунок впровадження засобів автоматизації документування диспетчерських переговорів, що прискорює розгляд дій персоналу при аварійних відключеннях які пов'язані з технологічними порушеннями на силовому обладнанні та електричних мережах дорівнює у середньому за рік 9 539 грн. (7 949 грн без ПДВ).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює (по кожному окремо)

$$T_{ок.} = K_{заг} / E_{заг} = 23,78 / 7,95 = 2,99р.$$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 47.56 тис. грн (без ПДВ).

IV. Впровадження та розвиток інформаційних технологій.

1-2. Придбання нових робочих станцій

Необхідність придбання нових робочих станцій викликана підвищенням вимог використовуваного програмного забезпечення до обчислювальних ресурсів робочих станцій, впровадженням спеціалізованого програмного забезпечення, застарілістю та не ремонтпридатністю комп'ютерів. До такого програмного забезпечення відноситься: операційна система; офісне програмне забезпечення; антивірусне програмне забезпечення; клієнт-серверні додатки.

При цьому мінімальний набір використовуваного програмного забезпечення робочої станції включає все перераховане вище. Вимоги до обчислювальної потужності робочої станції визначаються ресурсомісткістю мінімального набору програмного забезпечення плюс вимоги, що виставляють клієнт-серверними додатками. Крім того, необхідно враховувати темпи розвитку перерахованого вище програмного забезпечення і поступовим підвищенням вимог програмного забезпечення до обчислювальних ресурсів робочої станції.

На даний момент у АТ «Херсонобленерго» експлуатуються близько 600 робочих станцій загального використання та року вводу в експлуатацію до 2012. Майже всі вони не задовольняють нормальним умовам праці, часто виходять з ладу, не спроможні забезпечити необхідну продуктивність роботи та вичерпали свій корисний ресурс.

Наслідком використання такого числа застарілих робочих станцій є періодичні простої в робочому процесі, уповільнення робочого процесу, збільшення кількості робіт персоналу служби інформаційних технологій по обслуговуванню робочих станцій, поломки застарілих станцій внаслідок спрацювання окремих деталей, неможливість впровадження сучасного програмного забезпечення тощо.

Розв'язанням проблеми може бути заміна застарілих робочих станцій і модернізація станцій там, де апаратна конфігурація дозволяє провести модернізацію.

Одним з основних параметрів при обранні конфігурації робочих станцій є повна сумісність з операційною системою LINUX, що використовується на більшості комп'ютерів Херсонобленерго. Також на підприємстві є необхідність в заміні комп'ютерів з застарілим ліцензійним програмним забезпеченням Microsoft Windows XP, Windows 7 та Microsoft Office XP, Office 2003, які вже не супроводжуються виробником. В результаті чого нові програмні комплекси та інтернет браузері не працюють на цих операційних системах або працюють нестабільно.

Мінімальна конфігурація робочої станції, яка би задовольняла вимогам по ресурсах із врахуванням спеціального програмного забезпечення: 8192Mb RAM, 256 Gb SSD, більше 6*2300MHz CPU.

Таким чином, для заміни застарілих та не ремонтпридатних робочих станцій загального користування, які не потребують підвищених вимог до програмного забезпечення потрібно придбати 200 робочих станцій.

Основні технічні вимоги до робочих станцій з ОС Linux такі:

- MB (intel B460) socket 1200 (або аналог),
- CPU Intel Core i5-10500T (2.3 - 3.8 ГГц) (1200 pin) (або аналог),
- ОЗУ 8Гб- DDR4 (або аналог),

- SSD 256 SATA-3 Samsung (або аналог),
- корпус Small Tower з блоком живлення (або аналог),
- клавіатура Logitech USB (або аналог),
- миша Logitech USB 3-х кн.+scroll optical (або аналог),
- монітор 24" (або аналог),
- мережевий фільтр Gembird (3 м) (або аналог)

Основні технічні вимоги до робочих станцій з ОС Windows такі:

- MB (intel B460) socket 1200 (або аналог),
- CPU Intel Core i5-10500T (2.3 - 3.8 ГГц) (1200 pin) (або аналог),
- ОЗУ 8Гб- DDR4 (або аналог),
- SSD 256 SATA-3 Samsung (або аналог),
- корпус Small Tower з блоком живлення (або аналог),
- клавіатура Logitech USB (або аналог),
- миша Logitech USB 3-х кн.+scroll optical (або аналог),
- монітор 24" (або аналог),
- мережевий фільтр Gembird (3 м) (або аналог)
- Microsoft Windows Pro 10 64Bit
- Microsoft Office Home and Business 2019

Для виправлення ситуації в наступному році з парком обчислювальної техніки планується придбання 120 робочих станцій з ОС Linux з вищевказаними характеристиками на суму **120*20,9 тис.грн. = 2508.0 тис.грн без ПДВ**, та 30 робочих станцій з ОС Windows з вищевказаними характеристиками на суму **30*29,30 тис.грн. = 879,0 тис.грн без ПДВ**

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3387 тис. грн (без ПДВ).

3-5,15. Закупівля принтерів та сканерів

Необхідність придбання нової оргтехніки викликана моральною та технічною застарілістю деяких пристроїв які використовуються на підприємстві, та неможливістю придбання для деяких моделей витратних матеріалів.

На даний час в АТ "Херсонобленерго" є парк організаційної техніки, що практично виробила свій ресурс. В таблиці нижче наведений перелік.

Модель	Роки вводу в експлуатацію	Кількість техніки, од.
Hewlett-Packard LaserJet P3005	2007	9
Konica Minolta bizhub 163	2010	6
canon IR 1133A	2013	8
Hewlett-Packard LaserJet 425	2015	5

Як можна побачити, принтери в наведеному переліку знаходяться в експлуатації від 6 до 14 років, що для друкувальної організаційної техніки в інтенсивному режимі є перевищенням. Подальша експлуатація наведеної техніки суміщена з наступними проблемами, що не дають можливості ефективної експлуатації апаратного парку:

- коштовні витратні матеріали за причиною застарілості обладнання та закінчення термінів підтримки виробником. Наприклад новий картридж до принтеру HP 3005 коштує близько 4500 грн., вузол проявки зображення до Konica Minolta bizhab 163 — 11400 грн., Canon IR 1133A — відсутність у продажу плати керування, пічка до Canon mf 3010 — 4300 грн

- деякі запчастини до техніки на даний час майже неможливо придбати за тими ж причинами;

- техніка постійно виходить з ладу та більше ніж 50% часу проводить в майстерні по ремонту обладнання ніж на робочому місці персоналу компанії.

Нижче наведена таблиця негайної потреби в друкувальній техніці. В даний час такі потреби вирішуються за рахунок збільшення навантаження на іншу організаційну техніку:

№пп	Місце встановлення	Модель принтера	Причина
1	Н.Каховські РЕМ — ВТГ	Konica Minolta bizhab 163	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
2	ХОЕ — ВПРМ	Konica Minolta bizhab 163	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
3	ХОЕ - СЕПО	HP LJ P3005	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
4	Високопільські РЕМ – ВТГ	Konica Minolta bizhab 163	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
5	Високопільські РЕМ	HP LJ P3005	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
6	Іванівські РЕМ – ВТГ	Konica Minolta bizhab 163	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
7	Каховські РЕМ – ВТГ	Konica Minolta bizhab 163	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
8	Каховські РЕМ	HP LJ P3005	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
9	ХОЕ — метрологічна служба	HP LJ P3005	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.

10	Н.Каховського МВКО	HP LJ P3005	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
11	Н.Троїцькі РЕМ	HP LJ P3005	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
12	Голопристанські РЕМ	Konica Minolta bizhab 163	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
13	Чаплинські РЕМ	HP LJ P3005	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
14	ХРЕМ	Konica Minolta bizhab 163	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
15	ХРЕМ	Canon mf 3010	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
16	ХОЕ - СЗДУ	Canon IR 1133A	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
17	ХОЕ - ВДР	Canon mf 3010	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
18	ХМВКО	HP LJ P3005	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
19	ХМВКО	Konica Minolta bizhab 163	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
20	ХМВКО	Canon IR 1133A	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
21	Іванівські РЕМ	Canon mf 3010	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
22	Генічеські РЕМ	HP LJ P3005	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
23	Генічеські РЕМ	Canon mf 3010	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
24	ХОЕ - СОП	Canon mf 3010	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.
25	Чаплинські РЕМ	Canon mf 3010	Фізичний знос принтера. Потрібна заміна.

Для виправлення ситуації планується придбання:

30 багатофункціональних пристроїв(принтер/сканер/ксерокс) формату А4 HP LJ Pro M438n (або аналог) — 30*12.9 = **387,0 тис.грн без ПДВ.**

10 принтерів високопродуктивних формату А4 (250000 стор/міс.) HP LJ Enterprise M612dn (або аналог) — 10*22.0 = **220,00 тис.грн без ПДВ.**

6 багатофункціональних пристроїв(принтер/сканер/ксерокс) формату А3 HP LJ

Pro M443nda (або аналог) — $6 \cdot 22,80 = 136,80$ тис.грн без ПДВ.

4 потокових сканера А4 HP ScanJet Pro 3000 S4 (або аналог) — $4 \cdot 15,5 = 62,0$ тис.грн без ПДВ.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 783 тис. грн (без ПДВ).

6. Сервер DELL або аналог

На теперішній час в АТ “Херсонобленерго” використовується велика кількість програмних комплексів, що забезпечують бізнес-процеси компанії. Кожен програмний комплекс містить від 1 до декількох десятків програм, має різну архітектуру, використовує різні сервери баз даних, має різні вимоги до апаратного та програмного забезпечення. В експлуатації знаходяться 11 фізичних серверів (2005-2010рр.) які працюють як гіпервізори, на яких виконується 48 віртуальних серверів різного призначення.

Перелік сервісів:

1. Системи комерційного обліку Херсонобленерго.
2. Поштовий сервер (зовнішній)
3. Поштові сервера (внутрішні)
4. DNS сервера (master slave)
5. FTP сервера різного призначення
6. SQUID сервер
7. Система контролю руху автомобілів АТ "Херсонобленерго"
8. Сервер відеоконференцій
9. Система контролю версій (JIRA+SVN+JENKINS)
10. Система прийому-передачі даних зп Енергопостачальною компанією (Датахаб)
11. Тестова система бухгалтерського обліку підприємства «Фінансова колекція»
12. Тестові сервера ОІК
13. Система адміністративного керування антивірусним програмним забезпеченням
14. Тестові сервери для розробки ПЗ та іншого призначення.

Загалом всі сервіси при мінімальній конфігурації використовують 218 логічних ядер центрального процесору, 384 Мб оперативної пам'яті, 5.8 Тб даних

Потреби к системним ресурсам серверів постійно збільшуються, тому використання теперішнього парку серверів не дає можливості в повному обсязі використовувати потужності а також проводити тестування розробленого програмного забезпечення та простого тестування програмних комплексів.

В 2022 році планується придбання двох серверів DELL або аналог наступної конфігурації:

Сервер Dell PowerEdge R640 (up to 8 x 2.5" HDD/SSD) rack 1U / 2 x Intel Xeon Gold 5218 (2.30 GHz, 16 cores, 22MB L3, 125W) / 24 x 32Gb PC4-25600(3200MHz) DDR4 ECC Registered DIMM / 6 x 2.4TB 10k SAS 12Gbps HS HDD 2.5" / PERC H730p RAID(0,1,5,6,10,50,60) Controller 2Gb NV Cache 12Gb/s with battery / no DVD / iDRAC 9 Enterprise / Broadcom 57416 2x10Gb BT + 2x1Gb BT Daughter Card / 2 x

Power Supply, 750W, Hot-plug / no OS / 3Y Prosupport NBD (або аналог) - 2*714 = **1428,0 тис.грн без ПДВ.**

що дозволить розмістити всі 48 віртуальних машин з забезпеченням необхідної потужності.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1428 тис. грн (без ПДВ).

7. Система зберігання даних NAS з накопичувачами в комплекті

На теперішній час в АТ «Херсонобленерго» резервне копіювання баз даних, підсистем робиться з періодичністю 1 раз на добу (вночі), та переносяться на два файлові сервера. Обсяг дозволеного місця (по 10ТВ) на цих серверах не дозволяє зберігати усі резервні копії протягом двох місяців. Доводиться проряджати ці копії, виділяти критичні з них.

Така організація резервного копіювання не дозволяє зберігати копії за великий термін та збільшує або унеможлиблює швидке відновлення даних на певний період часу. Також на ці ресурси робляться снапшоти віртуальних машин (вибірково).

На систему зберігання даних також планується перенос файлових ресурсів користувачів (на теперішній час це займає приблизно 900 Гб інформації) та FTP-ресурси (на теперішній час це займає 3ТВ інформації, 2 ТВ архівної (період) та 2 ТВ архівної резервної).

В 2022 році планується придбання системи зберігання даних NAS або аналог в наступної конфігурації:

Система зберігання даних Synology RS3621xs+ в наступній комплектації: Дискава полиця (розширення дискового простору) Synology RX1217RP – 2 шт., жорсткий диск Synology 3.5" SATA 3.0 8TB 7200 – 36 шт. (або аналог) = **538 тис.грн без ПДВ**

що дозволить зберігати резервні копії на більш тривалий час, та збільшити кількість зберігання снапшотів критичних віртуальних машин.

Також придбання системи дозволить робити автоматичне резервне інкрементне копіювання з заданим періодом та зберігати на своєму ресурсі для більш швидкого відновлення, та копіювати на віддалений ресурс для можливого оффлайнового зберігання.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 538 тис. грн (без ПДВ).

8. Придбання ноутбуку для налагодження та обслуговування мікропроцесорних пристроїв РЗА

В даний час на підстанціях 150кВ та 35кВ АТ«Херсонобленерго» експлуатується значна кількість мікропроцесорних пристроїв релейного захисту і електроавтоматики (МП РЗА) для захисту ліній 150кВ, 35кВ, 6-10кВ від всіх видів пошкоджень.

Наведені МП РЗА мають обов'язкову опцію – зв'язок через порт входу/ виходу з комп'ютером (ноутбуком) для налагодження та контролю стану МП РЗА. Використання ноутбука дає можливість виконувати наступні операції:

1. Первинне налагодження МП РЗА під час монтажу:
 - Конфігурування мікропроцесорних пристроїв РЗА;
 - Ранжирування дискретних входів та виходів, світлових індикаторів пристрою;
 - Завдання коефіцієнтів трансформації трансформаторів напруги та струму, до яких підключається пристрій;
 - Завдання параметрів настроювання функцій МП РЗА;
 - Збереження в пам'яті ноутбука або на інших носіях інформації даних конфігурації, ранжирування та заданих параметрів для кожного конкретного МП РЗА, з метою наступного контролю правильності цих параметрів під час проведення технічного обслуговування вказаних МП РЗА.
2. Періодичне технічне обслуговування МП РЗА:
 - Перевірка параметрів МП РЗА, заданих під час налагодження;
 - Зчитування параметрів аварійних процесів, записаних в реєстраторі аварійних подій;
 - Зчитування осцилограм, записаних в реєстраторі аварійних подій;
 - Перевірка працездатності та правильності налаштувань всіх функціональних блоків МП РЗА в онлайн – режимі.
3. В окремих випадках, таких, як зняття аварійних осцилограм та інших аварійних параметрів, відсутність ноутбука унеможливорює виконання таких операцій.

Завдяки наведеним якостям, використання ноутбука дає можливість зменшити час перевірки МП РЗА до 30-40% за рахунок наочності виконуваних операцій, можливості виводу на екран ноутбука одночасно до кількох десятків контрольованих параметрів, їх оперативного змінювання та запису в МП РЗА.

Основні технічні вимоги до ноутбука такі:

Процесор: Intel i5 1135G7 , 2.4 ГГц (або аналог);

ОП: 8GB DDR4 3200MHz (або аналог);

Накопичувач обов'язково повинен бути такого типу: SSD M.2 512GB (або аналог);

Відеокарта: інтегрована Intel Iris Xe Graphics (або аналог);

Мультимедіа: WebCam (1280x720), Media Card (SD, SDHC, SDXC) (або аналог);

Інтерфейси: HDMI 1.4, USB 3.2 (2), USB C 3.2 (1), Microphone/Headphone jack, 802.11AC Dual-Band Wi-Fi (або аналог);

Дисплей: 15.6 FHD IPS (1920 x 1080) Anti-glare (або аналог);

Клавіатура: Keyboard Ukrainian (non-backlit) (або аналог);

Батарея: 3-cell 40W/HR LI-ION (або аналог);

На 2022 рік заплановане придбання 3-х ноутбуків Dell Vostro 5502 (або аналог) .

Заплановані витрати коштів у 2022 інвестиційному році: 66,0 тис.грн. без ПДВ;

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	3 шт.
Вартість одного пристрою	22,0 тис.грн.
Економія часу при застосуванні приладу за один робочий день	2 години

Сумарна заробітна плата бригади за одну годину	111,25 грн.
Середня кількість робочих днів на місяць	21

Розрахунок

2год. * 21(роб. день) * 12(місяців) = 504 л/г.

Умовна економія заробітної плати бригади на рік:

504 * 111,25 = 56044,8 грн.

Термін окупності кожного ноутбука:

$22,0 / 56,0448 = 0,39$ року

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 66 тис. грн (без ПДВ).

9-10. Закупівля ліцензійного програмного забезпечення

Необхідність придбання ліцензійного програмного забезпечення обумовлено чинним законодавством, згідно якого на підприємстві необхідно використовувати ліцензійне програмне забезпечення. Ліцензії на використання надаються на платній основі та оплата проводиться згідно чинних укладених договорів.

1. На даний час в АТ "Херсонобленерго" в промисловій експлуатації знаходиться програмне забезпечення від компанії Microsoft в якості офісного пакету на робочих місцях, де використання іншого офісного пакету (на кшталт LibreOffice, Apache OpenOffice) неможливо за причини несумісності формату або використання програмними додатками API microsoft office для вивантаження даних до excel або word. Переважно це робочі місця в центральній бухгалтерії, де використовується "фінансова колекція"; відділ бюджетного планування та тарифної політики, що некоректно відображаються у відмінних від microsoft office програмних продуктах та використовують visual basic та макроси, на робочих місцях групи пофідерного аналізу, де працюють з макетами файлів автоматизованого системи обліку електроенергії, що передаються до ПрАТ «НЕК «Укренерго», для коректної роботи таких спеціалізованих програм (наприклад СМЕТА, АСПЕКТ), експортування макетів АСКОЕ та відправка звітів в ПрАТ «НЕК «Укренерго» та НКРЕКП, потрібно придбати ліцензійні пакети Microsoft Office в рамках угоди Microsoft Enterprise Agreement.

2. В АТ "Херсонобленерго" експлуатуються сервера і робочі станції на яких використовується операційна система Windows. А саме:

- бази даних ОІК (основний і резервний) і сервера обміну - 26шт.
- сервера обміну ПК АСКОЕ, СМАРТ3, СМАРТ6 - 5 шт.
- сервера терміналів (Колл-центра, столів прийому, клієнт-банків, будівельних технологій) - 2шт
- робочі станції (бухгалтерії, фінансового відділу, сектора проектування та диспетчерських служб) близько 120 шт.

Ця операційна система більшою мірою схильна до дії комп'ютерних вірусних і різного роду шкідливих програм.

Для протидії комп'ютерним вірусам і шкідливого коду, захисту важливої інформації від втрати, потрібне використання антивірусного програмного забезпечення, який потрібно ліцензувати.

Також закупівля 40 нових робочих станцій з ліцензійною Windows потребує антивірусного захисту.

Тому кожен рік потрібно придбання 200 ліцензій антивірусного програмного забезпечення комплексного захисту ESET (або аналог).

В 2022 році планується придбання такого ліцензійного програмного забезпечення:

- програмного забезпечення Microsoft EA (або аналог) на **795,00 тис.грн. без ПДВ**;

- Поновлення програмного забезпечення комплексного захисту робочих станцій ESET (або аналог) **200*0,35 тис.грн. = 69,8 тис.грн. без ПДВ**;

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 864.8 тис. грн (без ПДВ).

11, 12, 13. Закупівля мережевого обладнання

У зв'язку з тим що більшість комутаторів котрі задіяні в побудові локальної мережі підприємства АТ «Херсонобленерго» знаходяться в експлуатації вже понад 10 років в режимі 24/7/365, та інколи виходять з ладу. Також постійні перебудови локальної мережі у зв'язку з переїздами відділів або реструктуризаціями потребують встановлення додаткового або заміни старого на нове комутаційного обладнання.

Для вирішення цієї проблеми планується придбання наступного обладнання:

6 комутатори TP- Link TL-SG1008P (або аналог) за $6*1,350=8,1$ тис.грн без ПДВ.

3 комутатори TP- Link TL-SG1016DE (або аналог) за $3*2,0=6,0$ тис.грн без ПДВ.

2 комутатори TP- Link T1500-28PCT (або аналог) за $2*4,6=9,2$ тис.грн без ПДВ.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 23.3 тис. грн (без ПДВ).

14. Доцільність придбання нових джерел безперебійного живлення

На даний момент в АТ «Херсонобленерго» для забезпечення безперебійної роботи диспетчерських та комунікаційного обладнання експлуатується 7 джерел безперебійного живлення. Усі вони забезпечують безперебійну роботу серверів баз даних, поштових, web-серверів, систем відеоспостереження, серверів доступу, різного роду програмних комплексів (EnergyNet, фін. колекції, диспетчер заявок, АСКОЕ, ОІК тощо) у випадку пропажі електричної енергії.

Внаслідок застарілості джерел безперебійного живлення (половина з них 2003-2006р.) та роботі в режимі 24*7 неодноразово виникали проблеми в схемах живлення серверів, деякі з них вже мали декілька ремонтно-відновлювальних робіт після аварійного знеструмлення.

Також збільшилося навантаження на джерела безперебійного живлення до максимуму за рахунок збільшення кількості серверів. Це призводить до зменшення ресурсу безперебійної роботи серверів, які живлять ці джерела, та у разі виникнення аварійних ситуацій з мережевою напругою не зможуть забезпечити повною мірою безперебійну роботу серверів.

Для забезпечення надійної роботи апаратної частини серверних СІТ і АТС необхідно придбання 3-х ДБЖ високої потужності 9-12кВА.

Для запобігання проблем з безперебійної роботи диспетчерів, планується придбання ДБЖ потужністю 1500ВА Eaton 5SC 1500VA (або аналог) — $14 \cdot 14,00 = 196,00$ тис.грн без ПДВ.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 196 тис. грн (без ПДВ).

16. Вузлове мережеве обладнання

На теперешній час в АТ «Херсонобленерго» використовується мережеве обладнання комутатори 48 портів 11 штук та 24 портів 18 штук 2003-2006 років випуску. Дані комутатори забезпечують зв'язок між будівлями центрального офісу та в структурних підрозділах.

Таке обладнання морально та фізично застаріле і не задовольняє сучасним потребам, та не має можливості об'єднання в стек та керування за допомогою WEB-інтерфейсу.

В 2022 році планується придбання наступного обладнання або аналог:

Комутатор Cisco 48 портів CBS350 Managed 48-port GE, 10G Uplinks, 4x10G SFP+ w 10GBASE-CU SFP+Cable 1 Meter (або аналог) — $18 \cdot 36.90 = 664,2$ тис.грн без ПДВ

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 664.2 тис. грн (без ПДВ).

17. Побудова комплексної системи мережевої безпеки та ІТ інфраструктури (hardware, software)

АТ «Херсонобленерго» територіально знаходиться в Херсонській області і структурно складається з центрального офісу (далі ЦО) і філіальної мережі РЕЗ і ЕМ (далі Філії).

Локальна обчислювальна мережа (ЛОМ) ЦО, в частині активного мережного обладнання, побудована за гетерогенною схемою і складається переважно з комутаторів виробника Cisco. ЛВС має складну топологію з багаторазовим каскадування комутаторів. В якості маршрутизаторів використовуються Cisco 1941 і 2951 для зв'язку з партнерськими організаціями та виходу в Інтернет (провайдер Smartlink, використовується як основний провайдер).

До іншого маршрутизатора Cisco 2951 підключений канал провайдера Укртелеком, який використовується як для організації доступу до мережі Інтернет (використовується як резервний канал при виході з ладу WAN каналу зв'язку) також організації WAN-каналу зв'язку з філіями (MPLS VPN Укртелекому), організації SIP-транка телефонії. Крім того, існує власна WAN-мережа організації, побудована на технологіях радіо-релейної зв'язку та WiFi.

Сегментація корпоративної мережі виконується на міжмережевому екрані Cisco FPR1120-NGFW-K9 (придбаний в 2021 році). Існує кілька окремих зон, без виділеної окремим DMZ зони для серверних ресурсів. Сегментації між технологічної мережею і корпоративною мережею немає. Захисту від впливу шкідливого ПО легальними каналами зв'язку (http (s), e-mail) немає.

Не однократні хакерські атаки в 2016-2017рр. (віруси BlackEnergy, Petya, оновлення MEDoc) як на енергетичний комплекс так і на державні та комерційні структури зобов'язує задуматися про захист інформаційних систем та встановлення більш сучасного мережевого обладнання з системою запобігання вторгнень.

Для отримання консолідованої інформації з усіх наявних мережевих пристроїв компанії (зараз їх близько 20), а саме отримання попереджень, аварійних подій, також для центрального керування політиками безпеки, контролю за адміністративними обліковими записами необхідно сучасна система управління та моніторингу.

Для забезпечення безперервного функціонування автоматизованих систем і виробничих процесів підприємства, мінімізації ризиків, пов'язаних зі збільшенням випадків кібератак, спрямованих на компрометацію підприємств, і для підтримки інформаційної безпеки на належному рівні пропонується реалізація наступного програмно-апаратного комплексу:

1. Міжмережевий екран нового покоління Cisco FPR1120-NGFW-K9 - це перший в галузі повністю інтегрований міжмережевий екран нового покоління з орієнтацією на захист від загроз і з уніфікованим керуванням. Він забезпечує розширений захист від загроз до, під час і після атак. Пристрої Cisco FPR1120-NGFW-K9 - це сімейство з чотирьох платформ безпеки на базі MCE нового покоління з орієнтацією на захист від загроз, які забезпечують безперервність бізнесу завдяки неперевершеному захистом від загроз. При активації розширених функцій захисту від загроз продуктивність системи залишається стабільною. Ці платформи унікальним чином поєднують в собі інноваційну подвійну багатоядерну архітектуру ЦП, яка оптимізує одночасну роботу функцій MCE, шифрування і виявлення загроз. Пропускна здатність пристроїв 1,5 Гбіт/с, що дозволяє використовувати їх в самих різних варіантах розгортання - від периметра Інтернету до ЦОД.

2. Система управління і моніторингу Cisco FirePower Management Center на базі віртуальної машини VmWare. Цей пристрій крім управління всією сукупністю міжмережевих екранів і сервісами FirePower також надає інформативні звіти по роботі міжмережевих екранів (MCE). Також є функція генерації syslog alert'ов для відправки, наприклад, в SIEM систему.

Для цього планується придбати обладнання

Програмно-апаратний комплекс системи мережевої безпеки ІТ-інфраструктури у складі: (або аналог) = **3061.9 тис.грн без ПДВ:**

- мережевий екран Cisco Firepower 1120 NGFW Appliance, 1U з технічною підтримкою на 3 роки SNTC 8X5XNBD Cisco Firepower 1120 NGFW Appliance, 1U - 3 шт.;
- програмна продукція Cisco FPR1120 Threat Defense Threat, Malware and URL 3Y Subs - 3 шт.;
- пристрій захисту пошти ESA C195 Email Security Appliance з блоком живлення Cisco Content Sec AC Power Supply 770W for x95 appliance та сервісною підтримкою SOLN

SUPP 8X5XNBD ESA C195 Email Security Appliance - 2 шт.;

- програмна продукція: примірник комп'ютерної програми Cisco Email, AMP, Threat Grid-Premium File Analysis License на 3 роки - 600 шт.;

- програмна продукція: примірник комп'ютерної програми Cisco Firepower Management Center, (VMWare) for 2 devices з технічною підтримкою SOLN SUPP SWSS Cisco Firepower Management Center - 1 шт.;

- роботи з монтажу та введення в експлуатацію мережевого обладнання.

Закупівля такого обладнання дозволить:

1) Захист периметра мережі міжмережевими екранами Cisco FPR1120-NGFW-K9, що працюють в режимах «active / active» або «active / standby». Доступ до додаткового функціоналу міжмережесих екранів забезпечується ліцензіями Threat Defense Threat, Malware and URL License, терміном дії 3 роки (з можливістю подальшого продовження), які надають такі можливості:

- виявлення і запобігання вторгнень - аналіз мережевого трафіку на предмет вторгнень і експлоїтів з можливістю нейтралізації шкідливих пакетів;
- управління файлами - виявлення і, при необхідності, блокування вивантаження (відправки) або завантаження (отримання) файлів певних типів за певними протоколами додатків;
- фільтрацію Security Intelligence - можливість заносити в чорний список і превентивно забороняти вхідний і вихідний трафік для певних IP-адрес, URL-адрес і доменних імен DNS, перш ніж трафік буде підданий аналізу з допомогою правил контролю доступу. Динамічні канали дозволяють відразу ж заносити з'єднання в чорний список на основі актуальних даних. При бажанні можна використовувати параметр «тільки моніторинг» для фільтрації Security Intelligence.
- виявлення і блокування шкідливих програм в файлах, що передаються по мережі.
- фільтрацію URL-адрес для відслідковування хостів - можливість встановлювати правила контролю доступу, які регламентують трафік, який може проходити через мережу.

2) Захист інфраструктури підприємства від загроз, що передаються поштою, за допомогою об'єднаних в відмовостійкий кластер двох мережесих шлюзів Cisco Email Security Appliance ESA C195 з використанням ліцензій Cisco Email, AMP (Advanced Malware Protection), Threat Grid-Premium File Analysis License.

Advanced Malware Protection захищає від загроз нульового дня і цільових файлових загроз у вкладеннях електронної пошти за рахунок:

- отримання репутації відомих файлів;
- аналізу поведінки деяких файлів, ще не відомих службі репутації;
- перманентної оцінки виникаючих загроз і повідомлення про підозрілі файли, які потрапили в локальну мережу.

Також рішення дозволяє виявляти і блокувати спуфинг-атаки, часто спрямовані на керівників вищої ланки. Всі інциденти докладно записуються в спеціальному журналі.

Для централізованого, інтегрованого та оптимізованого управління подіями використовується єдиний центр Firepower Management Center, забезпечує повне, уніфіковане управління міжмережевими екранами, контролем додатками, запобіганням вторгнень, фільтрацією URL-адрес і захистом від удосконаленого шкідливого ПЗ.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3061.9 тис. грн (без ПДВ).

18. Система геопозиціонування лінійного персоналу

Придбання Системи геопозиціонування лінійного персоналу викликана необхідністю забезпечення щоденного контролю за процесом планування та виконанням робіт підпорядкованим персоналом бригад та груп відділень комерційного обліку, з своєчасним дотриманням:

- часу виїзду, проїзду до місця роботи, часу виконання робіт та повернення персоналу, при цьому контролюють оптимальне використання наявного автотранспорту шляхом застосування комплексних підходів в організації роботи на лінії. Для контролю персоналу який виконує роботи безпосередньо у споживачів, для підтвердження виконання робіт працівником з обов'язковою можливістю моніторингу його пересування.

- термінів виконання робіт у відповідності до укладених договорів послуг на сторону (установлення, налаштування, заміни, модернізації вузлів обліку а також введення в експлуатацію/облік, виведення з експлуатації/обліку вузлу обліку та його складових, проведення позапланової технічної перевірки та інш.);

Кількість персоналу, що задіяний у виконанні цих робіт нараховує 388 одиниць, тому введення контролю за переміщенням та своєчасним виконанням робіт приведе до підвищенню рівня якості обслуговування споживачів.

В подальшому ця система буде сприяти забезпеченню передачі достовірної інформації (зняття показників з лічильників, складання актів порушень тощо) щодо місця та часу виконання робіт.

Тому в 2022 році планується придбання системи геопозиціонування на суму 1193.8 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1193.8тис. грн (без ПДВ).

V. Впровадження та розвиток систем зв'язку

Створення радіорелейних каналів зв'язку та передавання телемеханічних даних в ОІК АТ “Херсонобленерго”.

В АТ “Херсонобленерго” розвиток та модернізація технічних засобів зв'язку та телекомунікації, а також заходи щодо модернізації її структури спрямовані, в першу чергу, на вирішення наступних ключових проблем:

- Забезпечення надійного функціонування системи диспетчерсько-технологічного управління Товариства;
- 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 Товариства, білінгових системи для промислових та побутових споживачів електроенергії, а також впровадження АСКОВЕ;
- Оптимізації внутрішнього документообігу Товариства;

Окрім забезпечення надійного функціонування системи диспетчерсько-технологічного управління Товариства 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 Товариства. Потоки електронної пошти перерозподілились в напрямку центру. Поступово вводиться електронний документообіг між всіма структурними підрозділами Товариства.

Для вирішення питання впровадження корпоративного зв'язку Товариства ТОВ “НТЦ “Енергозв'язок” м. Київ розроблений “ Проект розвитку корпоративної мережі зв'язку та передавання даних ВАТ „ЕК “Херсонобленерго”.

У межах цього Проекту ТОВ “НТЦ “Енергозв'язок” дослідив можливі варіанти побудови гібридної корпоративної мультисервісної системи зв'язку та телекомунікаційної мережі Товариства ВАТ ЕК “Херсонобленерго” на основі високошвидкісних систем радіозв'язку з урахуванням зроблених повздовжніх профілів місцевості (радіорелейні системи для діапазону 8 - 13 ГГц та системи для діапазону 2,4 та 5,2 ГГц на основі технології Radio Ethernet). На підставі експертних оцінок був зроблений кінцевий вибір напрямку розвитку корпоративної мережі зв'язку та конкретних технологій його реалізації. Крім того був визначений об'єм необхідних коштів та приблизний термін реалізації цього проекту. Вибір в якості підрядної організації ТОВ “НТЦ “Енергозв'язок” обумовлено тим, що вони є експертом НКРЕ та Мінпаливенерго в галузі систем зв'язку для електроенергетики, а також визнаним лідером у проектуванні ВЧ зв'язку по ЛЕП та магістральним оптоволоконним системам зв'язку, маючи багатий досвід у питаннях впровадження систем зв'язку на об'єктах енергетики України та країн СНД.

Корпоративна мультисервісна система зв'язку та телекомунікацій Товариства ПАТ ЕК “Херсонобленерго” буде базуватися на наступних видах зв'язку:

- радіорелейні магістральні канали зв'язку з великою пропускнуною 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 энергооб'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 пропускнуною спроможністю в базові вузли зв'язку Товариства, 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 Товаристві ПАТ „ЕК “Херсонобленерго”, був диференційованим і комплексним.

На першому етапі виконання робіт по створенню корпоративної мережі зв'язку Товариства 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 ширококутвого радіообладнання Airmux-200, з'єднало єдиною мережею зв'язку та передавання даних персонал віддалено розташованих структурних підрозділів ПАТ „ЕК “Херсонобленерго” - складських та ремонтних

приміщень які розміщені в різних кутках міста Херсону (склади відділу ОМТС, гараж служби транспорту, майстерні цеху підготовки виробництва), а також забезпечило організацію високошвидкісних каналів передавання даних і зв'язку для персоналу ХМЕМ.

У 2012 році на базі радіорелейного обладнання типу CERAGON побудована радіорелейна лінія Адмінбудівля ХОЕ (вул. Пестеля, 5) – ХМЕМ (вул. Робоча, 82-Б) яка з'єднала їх єдиною мережею зв'язку та передавання даних та ліквідувало проблему роботи в програмному комплексі EnergyNet, а також забезпечило з'єднання двох цифрових АТС ще одним потоком Е1 та виділення окремого цифрового потоку Е1 на 30 з'єднувальних ліній для «горячої» лінії (48-06-06) прийому телефонних дзвінків про пошкодження електромереж та відсутність електропостачання. Також у цьому році побудовано радіорелейну лінію Херсон – Виноградово яка забезпечила можливість організації каналу передавання даних телеметрії і зв'язку з ПС “Виноградово”.

У 2014 році продовжено будівництво радіорелейних каналів зв'язку в південному напрямку, побудовано радіорелейну лінію зв'язку Виноградово – Скадовськ, що забезпечила можливість організації каналу передавання даних та зв'язку з диспетчерським пунктом Скадовського ВДзРМ, а також дозволить підключити цифрову АТС та мережу передавання даних Скадовського ВДзРМ за

допомогою цифрового потоку Е1 та високошвидкісного каналу передавання даних до корпоративної мережі АТ „Херсонобленерго”.

У 2016 році розпочато перший етап по будівництву РРЛ зв'язку та передавання даних в південно-східному напрямку до якого ввійшли крупні енергетичні об'єкти регіону ПС-154 кВ “ГНС СОС” та ПС-154 кВ “Дудчино”.

У 2017 році розпочався другий етап створення системи автоматичної 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 ВДзРМ та АТ „Херсонобленерго”.

Для забезпечення надійного та безперервного надходження даних до ОІК АСДУ АТ «Херсонобленерго» та ОІК відповідного ДП ВДзРМ з обладнання реєстрації відключень яке встановлено у 2017 року на 4 ПС 150 кВ та 15 ПС 35 кВ , у Товаристві в 2017 році розгорнуто мережу відомчих каналів передавання даних, а саме побудовано 4 радіорелейних ліній та встановлення 4 базових і 13 абонентських станцій передавання даних по каналам радіозв'язку. У 2018 р. продовжується розбудова РРЛ зв'язку та передавання даних на базі обладнання ALCOMA AL-13F у Голопристанському районі Херсонської області, що забезпечило створення радіорелейного каналу зв'язку до ПС-150 кВ “Чулаковская”.

Згідно „Довгострокового плану технічного розвитку, переоснащення та модернізації об'єктів електричних мереж 0,4-150 кВ на період 2022-2026 років АТ „Херсонобленерго” та враховуючи створення системи реєстрації відключень, продовжується розбудова РРЛ зв'язку та передавання даних на базі обладнання ALCOMA AL-13F у східному напрямку Херсонської області, для з'єднання відповідних програмних комплексів та створення єдиної захищеної інформаційної мережі ОІК до якого через корпоративну мережу радіозв'язку отримують доступ у 2022 році 66 підстанцій 35 кВ (Голопристанського ВДзРМ, Скадовського ВДзРМ, Новотроїцького ВДзРМ, Генічеського ВДзРМ, Чаплинського ВДзРМ, Іванівського ВДзРМ, Великопетихського ВДзРМ та Високопільського ВДзРМ) та у 2023 році 51 ПС-35кВ (Олешківського ВДзРМ, Каховського ВДзРМ, Новокаховського ВДзРМ та Високопільсько ВДзРМ).

На 2022р. передбачено розгортання мережі відомчих каналів передавання даних, а саме будівництво радіорелейних ліній:

- диспетчерський пункт В.Лепетихського ВДзРМ – ПС-150 кВ «Рубановка»;
- Каланчацька дільниця Чаплинського ВДзРМ – ПС-150 кВ «Виноградово»;
- ПС-35 кВ «Аскания Нова» – ПС-35 кВ «Чкалово».

Будівництво цих радіорелейних ліній не тільки дозволить забезпечити надійними каналами диспетчерського зв'язку та передавання телеметричних даних з підстанції цих регіонів, а також дозволить підключити цифрові АТС та мережу передавання даних Каланчацької дільниці Чаплинського ВДзРМ, диспетчерського пункту В.Лепетихського ВДзРМ за допомогою високошвидкісного каналу передавання даних до корпоративної мережі АТ “Херсонобленерго”.

1. Побудова радіорелейної лінії зв'язку В.Лепетиха – ПС-150 кВ «Рубановка» на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних.

Згідно кодексу системи розподілу (КСР) (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2) відноситься до критерію заходів з розвитку системи розподілу – 8, а саме розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

У 2022 році продовжується етап будівництва магістральних каналів зв'язку та передавання даних для з'єднання відповідних програмних комплексів та створення єдиної захищеної інформаційної мережі ОІК при цьому канали зв'язку та телеметричної інформації з підстанцій передається до ОІК відповідного ВДзРМ через корпоративну мережу передавання даних яка будується за допомогою РРЛ зв'язку типу ALCOMA AL-13F, крім цього до цього каналу зв'язку, підключається наявне радіо обладнання базової станцій, яке за допомогою радіоканалу передавання даних на частоті 440-442 МГц, забезпечить прийом телеметричної інформації від ПС-35 кВ, що телемеханізуються системою реєстрації перерв електропостачання фідерів 10 кВ, з подальшою ретрансляцією даних через канал радіорелейного зв'язку до ОІК відповідного ВДзРМ та далі до АТ “Херсонобленерго”.

Будівництво радіорелейної ліній В.Лепетиха – ПС-150 кВ «Рубановка» не тільки дозволить забезпечити надійними каналами передавання телеметричних даних з ПС-150 кВ «Рубановка» та 4 підстанції Б.Лепетихського ВДзРМ, а також дозволить створити до них нові диспетчерські канали зв'язку та підключити ПС-150 кВ «Рубановка» та диспетчерський пункт Б.Лепетихського ВДзРМ до корпоративної мережі зв'язку та передавання даних АТ “Херсонобленерго”.

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку В.Лепетиха – ПС-150 кВ «Рубановка» довжиною 22,3 км з використанням антенно-щоголових споруд висотою 22 м у с. Б.Лепетиха на території диспетчерського пункту Б.Лепетихського ВДзРМ та антенно-щоголової споруди висотою 40 м у с. Рубанівка на території ПС-150 кВ «Рубановка».

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., с. В.Лепетиха, диспетчерський пункт В.Лепетихського ВДзРМ	47° 0'32.17"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 E1 – 0, Ethernet – 1. Ліцензія 25 Мбіт.

№	Назва обладнання	Характеристики	Кількість
1	IDU - ODU ALCOMA AL13F		2

	Ширина частотного каналу	28 МГц	
	Частоти (TX/RX)	12821/13087 МГц	
	Максимальна потужність передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антенa 13ГГц (1.2м)		2
3	Маршрутизатор Cisco 891-K9		2
4	Голосовий шлюз CISCO SPA 8800		2
5	Система безперебійного живлення ЦРПЛ 220В/48В, JSD-300-545-DIN2		2
6	Резервне джерело живлення TS-200-248В, DC/AC інвертор		2
7	Шафа телекомунікаційна 19” 600x600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 891-K9 забезпечує маршрутизацію вхідного Ethernet потоку між напрямками 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 АLCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних складатиме **1300,04 тис.грн.** без ПДВ

Техніко-економічне обґрунтування, щодо побудови радіорелейної лінії зв'язку В.Лепетиха – ПС-150 кВ «Рубановка» на базі РРС типу АLCOMA 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 «В.Лепетиха».

Враховуючи вищевикладене можна стверджувати, що придбання та встановлення радіорелейних станцій значно підвищує оперативність ліквідації аварійних ушкоджень у електричних мережах, що зменшує недовідпустку електроенергії. Тобто покращуються показники надійності електропостачання SAIDI (індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні) та SAIFI (індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні).

За розрахунками та досвідом Товариства, після встановлення РРС ліквідація одного відключення зменшується у середньому на три години. (без пристроїв телемеханіки ліквідація одного відключення, у середньому, - 6 годин)

1 година відключення дорівнює 180 кВт (розподільчі мережі) та 500 кВт (мережі 35-150 кВ), таким чином:

$$180 * 3 = 540 \text{ кВт г}$$

$$500 * 3 = 1500 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 0,61 грн/кВт г.

Зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень становить

В лік. = $0,61 * 540 = 329,4$ грн. по одному відключенню у розподільчих мережах.

В лік. = $0,61 * 1500 = 915$ грн. по одному відключенню у мережах 35-150 кВ.

У середньому, у мережах на місяць трапляється орієнтовно 7 відключень у мережах 35-150 кВ та понад 165 відключень у мережах 0,4-10 кВ .

Таким чином, загальне зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень за рік у мережах 0,4-150 кВ становить

$$\text{Влік.} = 329,4 * 165 * 12 + 915 * 7 * 12 = 652\,212 + 76\,860 = 729\,072 \text{ грн (607\,560 грн без ПДВ)}.$$

До додаткових отриманих переваг від дистанційного вимірювання та переключення можна віднести:

- економію палива для транспорту;
- економію часу.

У середньому за досвідом Товариства, 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 Товариство сплачує провайдерам (Укретелекому та ін.). На даний час оренда одного потоку в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення РРС дозволяє організувати 16 нових потоків.

При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

$$\text{В ор.} = 16 * 5000,0 * 12 = 960\,000 \text{ грн щорічно. (800\,000 грн без ПДВ)}.$$

Сукупний економічний ефект організації РРС :

$$\text{Езаг.} = 729\,072 + 53\,539 = 782\,611 \text{ грн або } 652\,176 \text{ грн (без ПДВ)}.$$

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 Товариства: 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

$$T_{\text{ок.}} = 1300,04 / 652,176 = 1,99 \text{ р.}$$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1053.03 тис. грн (без ПДВ).

2. Побудова радіорелейної лінії зв'язку Каланчак – ПС-150 кВ «Виноградово» на базі РРЛ типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних.

Згідно кодексу системи розподілу (КСР) (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2) відноситься до критерію заходів з розвитку системи розподілу – 8, а саме розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

У 2022 році продовжується етап будівництва магістральних каналів зв'язку та передавання даних для з'єднання відповідних програмних комплексів та створення єдиної захищеної інформаційної мережі ОІК при цьому канали зв'язку та телеметричної інформації з підстанцій передається до ОІК відповідного ВДЗРМ через корпоративну мережу передавання даних яка будується за допомогою РРЛ зв'язку типу ALCOMA AL-13F, крім цього до цього каналу зв'язку, підключається наявне радіо обладнання базової станцій, яке за допомогою радіоканалу передавання даних на частоті 440-442 МГц, забезпечить прийом телеметричної інформації від ПС-35 кВ, що телемеханізуються системою реєстрації перерв електропостачання фідерів 10 кВ, з подальшою ретрансляцією даних через канал радіорелейного зв'язку до ОІК відповідного ВДЗРМ та далі до АТ "Херсонобленерго".

Будівництво радіорелейної ліній Каланчак – ПС-150 кВ «Виноградово» не тільки дозволить забезпечити надійними каналами передавання телеметричних даних з ПС-150 кВ «Виноградово», а також дозволить створити до них нові диспетчерські канали зв'язку та підключити ПС-150 кВ «Виноградово» та Каланчацьке відділення Чаплинського ВДЗРМ до корпоративної мережі зв'язку та передавання даних АТ "Херсонобленерго".

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку Каланчак – ПС-150 кВ «Виноградово» довжиною 25,7 км з використанням антенно-щоглових споруд висотою 22 м у смт. Каланчак на території Каланчацького відділення Чаплинського ВДЗРМ та антенно-щоглової споруди висотою 40 м у с. Виноградове на території ПС-150 кВ «Виноградово».

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., смт. Каланчак, Каланчацьке відділення Чаплинського ВДЗРМ	46°15'59.88"Пн 33°16'55.66"С	25,7
2	Херсонська обл., с. Виноградове, ПС-150 кВ «Виноградово»	46°20'53.70"Пн 32°58'7.78"С	

РРЛ Каланчак – ПС-150 кВ «Виноградово» побудована на обладнанні ALCOMA AL13F з конфігурацією "1+0" в частотному діапазоні 13 ГГц. Кількість потоків E1 – 0, Ethernet – 1. Ліцензія 25 Мбіт.

№	Назва обладнання	Характеристики	Кількість
1	IDU - ODU ALCOMA AL13F		2
	Ширина частотного каналу	28 МГц	
	Частоти (TX/RX)	12821/13087 МГц	
	Максимальна потужність передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антенa 13ГГц (1.2м)		2
3	Маршрутизатор Cisco 891-K9		2
4	Голосовий шлюз CISCO SPA 8800		2
5	Система безперебійного живлення ЦРРЛ 220В/48В, JSD-300-545-DIN2		2
6	Резервне джерело живлення TS-200-248В, DC/AC інвертор		2
7	Шафа телекомунікаційна 19” 600х600 в комплекті		2

Маршрутизатор Cisco 891-K9 забезпечує маршрутизацію вхідного Ethernet потоку між напрямками Каланчак – ПС-150 кВ «Виноградово». Голосовий шлюз CISCO SPA 8800 забезпечує підключення 4 абонентських ліній (FXS) та 4 лінії АТС (FXO) на ПС-150 кВ «Виноградово».

Таким чином загальна вартість побудови радіорелейної лінії зв'язку – ПС-150 кВ «Виноградово» на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних складатиме **1143,24 тис.грн.** без ПДВ

Техніко-економічне обґрунтування, щодо побудови радіорелейної лінії зв'язку Каланчак – ПС-150 кВ «Виноградово» на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних.

Данні заходи відповідають 8 критерію п.3.2.6. Кодексу Системи розподілу, а саме розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

Цифрові радіорелейні лінії зв'язку призначені для організації цифрових каналів передачі даних. Передача даних здійснюється через систему ретрансляторів та базових станцій які розгортаються в короткий час, мають централізоване управління та діагностику лінії, малу енергетику, високу надійність.

Будівництво сучасної системи радіорелейного та радіо зв'язку дозволить об'єднати у єдину інформаційну мережу, мережі телефонного зв'язку та локальну обчислювальну мережу передачі даних з усіх підрозділів АТ «Херсонобленерго».

У 2022 році на базі радіорелейного обладнання типу АЛКОМА передбачено будівництво РРЛ Каланчак – ПС-150 кВ «Виноградово», що дозволить забезпечити на першому етапі каналами диспетчерського зв'язку та передавання телеметричних даних, АСКУЕ з ПС-35 кВ.

Враховуючи вищевикладене можна стверджувати, що придбання та встановлення радіорелейних станцій значно підвищує оперативність ліквідації аварійних ушкоджень у електричних мережах, що зменшує недовідпустку електроенергії. Тобто покращуються показники надійності електропостачання SAIDI (

індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні) та SAIFI (індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні).

За розрахунками та досвідом Товариства, після встановлення РРС ліквідація одного відключення зменшується у середньому на три години. (без пристроїв телемеханіки ліквідація одного відключення, у середньому, - 6 годин)

1 година відключення дорівнює 180 кВт (розподільчі мережі) та 500 кВт (мережі 35-150 кВ), таким чином:

$$180 \cdot 3 = 540 \text{ кВт г}$$
$$500 \cdot 3 = 1500 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 0,61 грн/кВт г.

Зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень становить

В лік. = $0,61 \cdot 540 = 329,4$ грн. по одному відключенню у розподільчих мережах.

В лік. = $0,61 \cdot 1500 = 915$ грн. по одному відключенню у мережах 35-150 кВ.

У середньому, у мережах на місяць трапляється орієнтовно 7 відключень у мережах 35-150 кВ та понад 165 відключень у мережах 0,4-10 кВ .

Таким чином, загальне зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень за рік у мережах 0,4-150 кВ становить

$$\text{Влік.} = 329,4 \cdot 165 \cdot 12 + 915 \cdot 7 \cdot 12 = 652\,212 + 76\,860 = 729\,072 \text{ грн (607\,560 грн без ПДВ)}.$$

До додаткових отриманих переваг від дистанційного вимірювання та переключення можна віднести:

- економію палива для транспорту;
- економію часу.

У середньому за досвідом Товариства, 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 Товариство сплачує провайдерам (Укртелекому та ін.). На даний час оренда одного потоку в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення РРС дозволяє організувати 16 нових потоків.

При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

$$\text{В ор.} = 16 \cdot 5000,0 \cdot 12 = 960\,000 \text{ грн щорічно. (800\,000 грн без ПДВ)}.$$

Сукупний економічний ефект організації РРС :

$$\text{Езаг.} = 729\,072 + 53\,539 = 782\,611 \text{ грн або } 652\,176 \text{ грн (без ПДВ)}.$$

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 Товариства: Каланчак – ПС-150 кВ «Виноградово»

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу РРЛ Каланчак – ПС-150 кВ «Виноградово» становитиме 900,0 тис.грн. (без ПДВ)

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{ок.} = 1143,24 / 652,176 = 1,75 \text{ р.}$$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 926.02 тис. грн (без ПДВ).

3. Побудова радіорелейної лінії зв'язку ПС-35 кВ «Асканія Нова» – ПС-35 кВ «Чкалово» на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних.

Згідно кодексу системи розподілу (КСР) (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2) відноситься до критерію заходів з розвитку системи розподілу – 8, а саме розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

У 2022 році продовжується етап будівництва магістральних каналів зв'язку та передавання даних для з'єднання відповідних програмних комплексів та створення єдиної захищеної інформаційної мережі ОІК при цьому канали зв'язку та телеметричної інформації з підстанцій передається до ОІК відповідного ВДЗРМ через корпоративну мережу передавання даних яка будується за допомогою РРЛ зв'язку типу ALCOMA AL-13F, крім цього до цього каналу зв'язку, підключається наявне радіо обладнання базової станцій, яке за допомогою радіоканалу передавання даних на частоті 440-442 МГц, забезпечить прийом телеметричної інформації від ПС-35 кВ, що телемеханізуються системою реєстрації перерв електропостачання фідерів 10 кВ, з подальшою ретрансляцією даних через канал радіорелейного зв'язку до ОІК відповідного ВДЗРМ та далі до АТ “Херсонобленерго”.

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку ПС-35 кВ «Асканія Нова» – ПС-35 кВ «Чкалово» не тільки дозволить забезпечити надійними каналами передавання телеметричних даних з ПС-35 кВ «Асканія Нова» та ПС-35 кВ «Чкалово», а також дозволить створити надійні канали передачі даних з інших ПС-35кВ, котрі підключаються до них за допомогою радіо модемів, до ОІК відповідного ВДЗРМ та далі до АТ “Херсонобленерго”

Будівництво радіорелейної лінії зв'язку ПС-35 кВ «Асканія Нова» – ПС-35 кВ «Чкалово» довжиною 21,9 км з використанням антенно-щоглових споруд висотою 20 м у смт. Асканія-Нова на території ПС-35 кВ «Асканія Нова» та антенно-щоглової споруди висотою 20 м у с. Чкалове на території ПС-35 кВ «Чкалово».

Характеристика інтервалу

№ П/П	Адреса розташування	Географічні координати	Відстань, км
1	Херсонська обл., смт. Асканія-Нова, ПС-35 кВ «Асканія Нова»	46°28'16.39"Пн 33°53'15.46"С	21,9
2	Херсонська обл., с. Чкалове, ПС-35 кВ «Чкалово»	46°28'44.38"Пн 34°10'26.02"С	

РРЛ ПС-35 кВ «Аскания Нова» – ПС-35 кВ «Чкалово» побудована на обладнанні ALCOMA AL13F з конфігурацією “1+0” в частотному діапазоні 13 ГГц. Кількість потоків E1 – 0, Ethernet – 1. Ліцензія 25 Мбіт.

№	Назва обладнання	Характеристики	Кількість
1	IDU - ODU ALCOMA AL13F		2
	Ширина частотного каналу	28 МГц	
	Частоти (TX/RX)	12821/13087 МГц	
	Максимальна потужність передатчика	20 дБм	
	Робочий режим	1+0	
2	Антенa 13ГГц (1.2м)		2
3	Маршрутизатор Cisco 891-K9		2
4	Голосовий шлюз CISCO SPA 8800		2
5	Система безперебійного живлення 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-35 кВ «Аскания Нова» – ПС-35 кВ «Чкалово».

Таким чином загальна вартість побудови радіорелейної лінії зв'язку ПС-35 кВ «Аскания Нова» – ПС-35 кВ «Чкалово» на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних складатиме **1096,89 тис.грн.** без ПДВ

Техніко-економічне обґрунтування, щодо побудови радіорелейної лінії зв'язку ПС-35 кВ «Аскания Нова» – ПС-35 кВ «Чкалово» на базі РРС типу ALCOMA для організації мережі зв'язку та передавання даних.

Данні заходи відповідають 8 критерію п.3.2.6. Кодексу Системи розподілу, а саме розвитку дистанційно керованих систем розподілу та "інтелектуальних" мереж.

Цифрові радіорелейні лінії зв'язку призначені для організації цифрових каналів передачі даних. Передача даних здійснюється через систему ретрансляторів та базових станцій які розгортаються в короткий час, мають централізоване управління та діагностику лінії, малу енергетику, високу надійність.

Будівництво сучасної системи радіорелейного та радіо зв'язку дозволить об'єднати у єдину інформаційну мережу, мережі телефонного зв'язку та локальну обчислювальну мережу передачі даних з усіх підрозділів АТ «Херсонобленерго».

У 2022 році на базі радіорелейного обладнання типу АЛКОМА передбачено будівництво РРЛ ПС-35 кВ «Аскания Нова» – ПС-35 кВ «Чкалово», що дозволить забезпечити на першому етапі каналами диспетчерського зв'язку та передавання телеметричних даних, АСКУЕ з ПС-35 кВ.

Враховуючи вищевикладене можна стверджувати, що придбання та встановлення радіорелейних станцій значно підвищує оперативність ліквідації аварійних ушкоджень у електричних мережах, що зменшує недовідпустку електроенергії. Тобто покращуються показники надійності електропостачання SAIDI (

індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні) та SAIFI (індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні).

За розрахунками та досвідом Товариства, після встановлення РРС ліквідація одного відключення зменшується у середньому на три години. (без пристроїв телемеханіки ліквідація одного відключення, у середньому, - 6 годин)

1 година відключення дорівнює 180 кВт (розподільчі мережі) та 500 кВт (мережі 35-150 кВ), таким чином:

$$180 \cdot 3 = 540 \text{ кВт г}$$
$$500 \cdot 3 = 1500 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 0,61 грн/кВт г.

Зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень становить

В лік. = $0,61 \cdot 540 = 329,4$ грн. по одному відключенню у розподільчих мережах.

В лік. = $0,61 \cdot 1500 = 915$ грн. по одному відключенню у мережах 35-150 кВ.

У середньому, у мережах на місяць трапляється орієнтовно 7 відключень у мережах 35-150 кВ та понад 165 відключень у мережах 0,4-10 кВ .

Таким чином, загальне зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень за рік у мережах 0,4-150 кВ становить

$$\text{Влік.} = 329,4 \cdot 165 \cdot 12 + 915 \cdot 7 \cdot 12 = 652\,212 + 76\,860 = 729\,072 \text{ грн (607\,560 грн без ПДВ)}.$$

До додаткових отриманих переваг від дистанційного вимірювання та переключення можна віднести:

- економію палива для транспорту;
- економію часу.

У середньому за досвідом Товариства, 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 Товариство сплачує провайдерам (Укртелекому та ін.). На даний час оренда одного потоку в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення РРС дозволяє організувати 16 нових потоків.

При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

$$\text{В ор.} = 16 \cdot 5000,0 \cdot 12 = 960\,000 \text{ грн щорічно. (800\,000 грн без ПДВ)}.$$

Сукупний економічний ефект організації РРС :

$$\text{Езаг.} = 729\,072 + 53\,539 = 782\,611 \text{ грн або } 652\,176 \text{ грн (без ПДВ)}.$$

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 Товариства: ПС-35 кВ «Аскания Нова» – ПС-35 кВ «Чкалово»

Загальна вартість закупівлі обладнання та робіт по монтажу РРЛ ПС-35 кВ «Асканія Нова» – ПС-35 кВ «Чкалово» становитиме 900,0 тис.грн. (без ПДВ)

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{ок.} = 1096,89 / 652,176 = 1,68 \text{ р.}$$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 888.48 тис. грн (без ПДВ).

4. Комплекс заходів по встановленню голосового обладнання VoIP зв'язку для розбудови корпоративної мережі зв'язку.

В межах договору з ТОВ НТЦ “Енергозв’язок” створений проект побудови корпоративної високошвидкісної мультисервісної системи зв’язку та телекомунікацій Товариства ВАТ ЕК “Херсонобленерго” який передбачає використання автоматизованих систем зв’язку у створенні корпоративної системи зв’язку.

Автоматизована система зв'язку АТ “Херсонобленерго” єднає в собі:

- автоматичні телефонні станції (АТС)
- диспетчерські комутатори
- устаткування для проведення селекторних нарад

Починаючи з 2003 року у Товаристві розпочався процес впровадження автоматизованого телефонного зв’язку, який об’єднує всі структурні підрозділи області і реалізований на АТС типу Definity виробництва AVAYA (США), що мають необхідне обладнання і програмне забезпечення для реалізації необхідних функцій і підтримки стандартів існуючої телефонної мережі енергетиків, таких як:

- підтримка стандарту АДАСЕ;
- реалізація функцій комутатора диспетчера;
- реалізація функції проведення конференцій, а також багато інших функцій, які поліпшують ефективність зв’язку.

У 13 структурних підрозділах Товариства встановлено цифрові АТС AVAYA Definity та створена корпоративна автоматизована система зв’язку, яка дозволила зменшити витрати на телефонний зв’язок і поліпшити оперативність та ефективність керування персоналом.

Всі вони об’єднані в єдину відомчу автоматизовану систему телефонного зв’язку Товариства при цьому застосовується як аналогові так і цифрові канали зв’язку. На першому етапі створення відомчої автоматизованої системи телефонного зв’язку у якості основного (та здебільш єдиного) каналу використовувався орендований у ПАТ “Укртелеком” канал тональної частоти, що дозволив організувати підключення у стандарті АДАСЕ цифрових АТС до відомчої телефонної мережі Товариства в автоматичному режимі. Окрім цього, ці канали тональної частоти за допомогою диспетчерських комутаторів ЕДТС-66 та ПДС-20 забезпечують до структурних підрозділів (де були відсутні цифрові АТС) створення прямих диспетчерських каналів зв’язку та селекторних нарад.

Починаючи з 2009 року розпочато будівництво цифрових каналів зв'язку на базі радіорелейного обладнання, яке цифровими потоками Е1 з'єднало 7 АТС в єдину мережу зв'язку, а встановлений у 2013 році VoIP маршрутизатор Cisco C2951 дозволив приєднати до цієї мережі VoIP канали зв'язку створені за технологією IP/MPLS.

У 2014 році у рамках забезпечення функціонування Кол-центру ПрАТ «ЕК «Херсонобленерго», у 8 структурних підрозділах встановлено замість застарілих АТС сучасні міні IP АТС LG-ERICSSON IPECS-MG які забезпечують підключення до корпоративної системи зв’язку за допомогою цифрових потоків Е1 або VoIP каналом зв’язку.

Наявний стан обладнання та каналів зв’язку АТ «Херсонобленерго».

№ п/п	Найменування підрозділу	Наявність та тип АТС	Відомчі канали зв’язку
-------	-------------------------	----------------------	------------------------

			Основний канал зв'язку	Резервний канал зв'язку
1	Херсонобленерго	AVAYA DEFINITY	РРЛ ХМЕМ-ХОЕ 100 Мбіт/с	відсутні
2	Херсонське ВДЗРМ	AVAYA DEFINITY	РРЛ ХМЕМ-ХОЕ 100 Мбіт/с	відсутні
3	Білозерське відділення Херсонського ВДЗРМ	AVAYA DEFINITY	РРЛ Білозерка- Гопри 10 Мбіт/с	відсутні
4	Олешкінське ВДЗРМ	AVAYA DEFINITY	РРЛ Цюрупинськ- ХОЕ 100 Мбіт/с	VoIP канал (технологія IP/MPLS)
5	Голопристанське ВДЗРМ	AVAYA DEFINITY	РРЛ Гопри- Цюрупинськ 32 Мбіт/с	VoIP канал (технологія IP/MPLS)
6	Новокаховське ВДЗРМ	AVAYA DEFINITY	РРЛ Н.Каховка- Цюрупинськ 32 Мбіт/с,	відсутні
7	Каховське ВДЗРМ	AVAYA DEFINITY	РРЛ Каховка- Берислав 32 Мбіт/с	відсутні
8	Бериславське відд-ня Новокаховського ВДЗРМа	LG- ERICSSON IPECS-MG	РРЛ Берислав- Н.Каховка 32 Мбіт/с,	VoIP канал (технологія IP/MPLS)
9	Генічеське ВДЗРМ	AVAYA DEFINITY	4-х пров. ТЧ	відсутні
10	Іванівське ВДЗРМ	AVAYA DEFINITY	4-х пров. ТЧ	відсутні
11	Новотроїцьке ВДЗРМ	AVAYA DEFINITY	4-х пров. ТЧ	відсутні
12	Скадовське ВДЗРМ	AVAYA DEFINITY	4-х пров. ТЧ	відсутні
13	Чаплинське ВДЗРМ	AVAYA DEFINITY	4-х пров. ТЧ	відсутні
14	Каланчакське відд-ня Чаплинського ВДЗРМ	AVAYA DEFINITY	4-х пров. ТЧ	відсутні
15	В.Олександрівське відділення Високопільського ВДЗРМ	LG- ERICSSON IPECS-MG	VoIP канал (технологія IP/MPLS)	відсутні
16	Високопільське ВДЗРМ	LG- ERICSSON IPECS-MG	VoIP канал (технологія IP/MPLS)	відсутні
17	Н.Воронцовське відділення Високопільського ВДЗРМ	LG- ERICSSON IPECS-MG	VoIP канал (технологія IP/MPLS)	відсутні
18	В.Лепетихське ВДЗРМ	LG- ERICSSON	VoIP канал (технологія	відсутні

		IPECS-MG	IP/MPLS)	
19	Горностаївське відділення Каховського ВДЗРМ	LG-ERICSSON IPECS-MG	VoIP канал (технологія IP/MPLS)	відсутні
20	В.Рогачикське відділення В.Лепетихського ВДЗРМ	LG-ERICSSON IPECS-MG	VoIP канал (технологія IP/MPLS)	відсутні
21	Н.Сірогозське відділення Іванівського ВДЗРМ	LG-ERICSSON IPECS-MG	VoIP канал (технологія IP/MPLS)	відсутні

У 3-х структурних підрозділах АТ «Херсонобленерго» в яких експлуатується АТС AVAYA DEFINITY у якості основного каналу зв'язку ще використовуються аналогові канали тональної частоти. Це пов'язано з моральною застарілістю АТС AVAYA DEFINITY (2003-2005 років випуску) яка не підтримує підключення VoIP каналів, а створення цифрових потоків Е1 можливо тільки після розбудови відповідного напрямку радіорелейного зв'язку та придбання до АТС відповідних плат потоку Е1. У інших 10 структурних підрозділах АТ «Херсонобленерго» в яких експлуатується АТС AVAYA DEFINITY, організовано цифрові канали зв'язку на базі потоків Е1, однак відсутні резервні VoIP канал, що пов'язано з моральною застарілістю наявних АТС AVAYA DEFINITY.

Тому для пришвидшення підключення вказаних підрозділів до цифрової корпоративної мережі зв'язку, виникла необхідність у встановленні відповідних комплектів голосового обладнання VoIP зв'язку на базі шлюзу OpenVox з ПЗ Aterisk. Вказане обладнання дозволить під'єднати VoIP каналами наявну АТС AVAYA DEFINITY до корпоративної мережі зв'язку та значно розширити можливості АТС збільшивши її функціональність за допомогою додаткових функцій що надають встановлені на базі шлюзу OpenVox додаткових модулів абонентських та лінійних аналогових портів та 4 каналу GSM зв'язку з оперативними і ремонтним бригадами РЕЗ, а за допомогою ПЗ Aterisk можливо вести запис диспетчерських розмов.

Для підключення наявних АТС AVAYA DEFINITY до корпоративної мережі зв'язку Товариства у 2022 році заплановано придбати 3 комплекти обладнання для Каховського, Н.Каховського ВДЗРМ та В.Рогачицького відділення В.Лепетихського ВДЗРМ.

Усі комплекти голосового обладнання VoIP зв'язку на базі шлюзу OpenVox з ПЗ Aterisk мають наступну комплектацію:

- шасі на базі ПЗ Aterisk - OpenVox VS-GW2120;
- модуль для підключення на 8 FXS портів - OpenVox VS-GWM800S 8 FXS;
- модуль для підключення 8 FXO портів - OpenVox VS-GWM800O;
- модуль IP АТС на базі процесора Intel Atom N2600 - OpenVox VS-CCU-N2600AH;
- носій на жорсткому диску ємністю 500Гбайт;
- модуль GSM на 4 SIM-картки - OpenVox VS-GWM400G.
- обладнання для підключення АТС AVAYA DEFINITY по Е1 - VoIP-шлюз OpenVox DGW-L1

Назва обладнання	Кількість, шт
OpenVox VS-GW2120	1
OpenVox VS-GWM800S 8 FXS	3
OpenVox VS-GWM800O	1
OpenVox VS-CCU-N2600AH	1
носій на жорсткому диску ємністю 500Гбайт	1
OpenVox VS-GWM400G	1
VoIP-шлюз OpenVox DGW-L1	1

Голосове обладнання VoIP зв'язку на базі шлюзу OpenVox з ПЗ Asterisk дає можливість, підключити 24 аналогових телефонів, 8 телефонних ліній, 4 GSM номери, до 100 IP-телефонів.

Голосовий шлюз OpenVox VS-GW2120

Товариство OpenVox - світовий лідер в області ефективних рішень для телефонії, ґрунтованих на ПО Asterisk. Гібридні шлюзи OpenVox серії VoxStack це пристрої призначені як для середніх і малих офісів, так і для великих компаній. Завдяки зручному графічному веб-інтерфейсу і унікальному модульному дизайну, користувачі можуть не лише легко настроїти свій шлюз, але і масштабувати пристрій, розширюючи його у міру зростання Товариства. Досвідченим користувачам пропонується можливість розвитку власних рішень на основі AMI (Asterisk Management Interface). Модульна конструкція шлюзів серії VS - GW2120 забезпечує наповнення базового шасі до 11 модулів. Кожен модуль має незалежну операційну систему на базі Asterisk і підтримує відкритий API - Asterisk Management Interface (AMI). Широкий вибір кодеків - G.711a, G.711u, G.729, G.722, G.723, G.726 і GSM - дозволяє забезпечити високоякісне сполучення VoIP і GSM мереж, що, у свою чергу, істотно скорочує витрати на голосовий зв'язок. Унікальний модульний дизайн, з можливістю "гарячої" заміни SIM- карт і модулів створює максимальну зручність при експлуатації. Ви зможете оперативно міняти конфігурацію усього пристрою і використовуваних карт, не проводячи додаткових монтажних робіт. Шлюзи повністю сумісні з основними видами IP- АТС - Elastix, trixbox, 3cx, FreeSWITCH sip server.

Технічні характеристики:

- від 8 до 88 FXS каналів
- 1 SIM карта на GSM канал
- 3 10/100М LAN інтерфейсу
- до 44 стандартних SMA - К антенних інтерфейсу
- Діапазон температур зберігання : - 20~70°C
- Діапазон температур експлуатації : 0~40°C
- Діапазон відносної вологості : 10%~90% без конденсації
- Живлення: 100-240V/2-3A
- Потужність: 88w
- Розміри: 483мм×331мм×88мм
- Вага: VS - GW2120 – 8624гр, VS - GWM400G – 214гр

Функції:

- Просте і зручне налаштування через Web інтерфейс (Web GUI)

- Підтримка кодеків : G.711a, G.711u, G.729, G.723.1, G.722, G.726, GSM
- Частоти GSM 850/900/1800/1900 MHz & Band binding
- SIP (RFC3261)
- Підтримка різноманітних SIP, IAX2 протоколів
- Підтримка сигналізації DTMF : RFC2833, Inband, SIP Info
- Відкритий інтерфейс API (AMI)
- Ехоподавлення: ITU - T G.168 LEC
- Підтримка статичного IP і DHCP
- Підтримка OpenVPN і PPTP
- Обмеження тривалості розмови
- CLIR (Заборона Визначення Номера)
- Очікування виклику
- Переадресація виклику (безумовна, немає відповіді, зайнято, недоступний)
- Масова SMS розсилка, автоматична повторна відправка SMS
- Підтримка HTTP SMS інтерфейсу
- Відправка USSD запитів
- Видалене управління шлюзом через SMS
- Автоматична зміна IMEI
- Визначення PIN
- Гнучкі налаштування і необмежена кількість правил маршрутизації
- Різноманітні застосування. Наприклад, IVR, DISA
- Збереження і завантаження файлів конфігурації
- Підтримка призначених для користувача скриптів, планувальника дзвінків
- Маршрутизація за найменшою вартістю (LCR), згідно часу, порту, номера, що викликається
- Незалежна система (ATC) для кожного модуля
- Доступна ціна з найкращою якістю
- Гаряча заміна SIM карт і модулів
- Сумісність з Asterisk, Elastix, 3cx, FreeSWITCH Sip Server і VOS VoIP операційними платформами.

Додатковий модуль OpenVox VS-GWM800S 8 FXS

OpenVox VS-GWM800S - плата розширення (модуль) на 8 FXS портів, дозволяє підключити до восьми аналогових телефонів і факсів, встановлюється в шлюзи OpenVox серії VoxStack: VS-GW1202, VS-GW1600 і VS-GW2120. Кожен FXS порт має свій канал, забезпечуючи можливість 8 одночасних розмов. Підтримка кодеків: G.711A, G.711U, G.729, G.722, G.723, ILBC, GSM Підтримувані платформи: Asterisk, Elastix, Trixbox, 3CX, FreeSWITCH sip server, VOS VoIP і ін.

Технічні характеристики:

- Проста і зручна настройка через веб-інтерфейс Інтерфейс Open API (AMI)
- Підтримка DTMF
- Підтримка DHCP, DNS / DDNS, NAT мереж
- Підтримка різних SIP протоколів
- Підтримка NTP синхронізацію часу і синхронізацію часу клієнта

- Дистанційне керування
- Підтримка SSH Оновлення прошивки
- Підтримка онлайн
- Підтримка резервного копіювання файлів конфігурації і завантаження
- Підтримка користувальницьких сценаріїв, DialPlans
- Підтримка відновлення заводських налаштувань
- Підтримка VAD і CNG
- Гаряча заміна модулів
- Сумісність з Asterisk, Elastix, 3CX, FreeSWITCH SIP-сервер і СДН VoIP операційної платформи
- Температура зберігання: -20 ~ 70 °С
- Діапазон робочих температур: 0 ~ 40 °С
- Діапазон відносної вологості: 10% ~ 90% без утворення конденсату
- Програмне забезпечення та платформи: Linux

Додатковий модуль OpenVox VS-CCU-N2600AH

Процесорний модуль OpenVox VS-CCU-N2600AH виконаний на основі процесора Intel Atom N2600. Пристрій VS-CCU-N2600AH може бути використано для складання IP АТС в складі системи UCP. Таким чином один модуль може використовуватися в якості основного (майстер) модуля IP АТС, а другий - в якості резервного. У цьому випадку вся інформація синхронно зберігається на обох системах. Модуль IP PBX OpenVox VS-CCU-N2600AH займає 2 слота (по вертикалі) і вставляється в шасі OpenVox-1600 і / або OpenVox-2120.

Технічні характеристики:

- Чіпсет: Intel NM10 Express chipset
- Живлення: DC12V
- Підключення: 1MINI PCIE slot PCIe Interface: x1 (шина на задній панелі)
- I / O: 1 * HDMI 2 * USB 2.0 порт
- 1 * RJ45 Послідовний порт 2 * RJ45 Гігабітні порти
- Розміри плати: 162мм ×100мм
- Діапазон робочих температур: 0 ~ 40 °С
- ПО: AMI-UEFI BIOS

Додатковий модуль 8FXO OpenVox VS-GWM8000

OpenVox VS-GWM8000 - модуль, який служить для підключення восьми FXO портів, а кожен FXO порт має свій канал, забезпечуючи можливість до 8 одночасних розмов. Модуль OpenVox VS-GWM8000 призначений для шлюзів OpenVox серії VoxStack: VS-GW1202, VS-GW1600 і VS-GW2120. Модуль підтримує такі платформи, як Asterisk, Elastix, Trixbox, 3CX, FreeSWITCH sip server, VOS VoIP і ін.

Можливості OpenVox VS-GWM8000:

- Проста і зручна настройка через веб-інтерфейс
- Повна інформація в логах
- Відкритий API інтерфейс (AMI)
- Підтримка стандартів T.30 і T.38.
- Може безперервно приймати факсимільні повідомлення в кілька сторінок

- Ехоподавлення
- Підтримка DTMF
- Підтримка якості звучання і установки частоти
- Підтримка контролю гучності
- Підтримка MWI (Message waiting indicator)
- Підтримка DHCP DNS / DDNS NAT networking
- Підтримка різноманітних SIP протоколів
- Різноманітні розгортаються додатки, такі як IVR, DISA
- Підтримка синхронізації часу з NTP або з комп'ютером користувача
- Підтримка зміни логіна і коду для доступу по web
- Підтримка віддаленого адміністрування через SSH
- Підтримка поновлення прошивок online
- Підтримка збереження і завантаження файлу налаштувань
- Підтримка власних скриптів і планів дзвінків
- Підтримка VAD і CNG

Додатковий модуль GSM OpenVox VS-GWM400G

Модуль GSM OpenVox VS-GWM400G - призначений для установки в шасі OpenVox VS-GW1200, OpenVox VS-GW1600 серії VoxStack і забезпечує підключення 4-х GSM каналів. Кожен модуль VS-GWM400G має вбудовану незалежну систему Asterisk і дозволяє підключити 4 SIM-карти.

Технічні характеристики:

- Кількість GSM каналів: 4
- Кількість слотів для sim карт: 4
- Частотний діапазон: GSM 850/900/1800 / 1900MHz
- Діапазон температур зберігання: -40 ~ 125 °C
- Діапазон робочих температур: 0 ~ 50 °C
- Діапазон відносної вологості: 10% ~ 90% без конденсації
- Живлення: джерело 1U ATX, 100-240V / 1-2A
- Потужність: 12W
- Розміри: 220мм×20мм×120мм

Вага: 214 гр.

VoIP шлюз OpenVox DGW-L1

Цифровий T1 / E1 VoIP шлюз OpenVox DGW-L1 на платформі відкритого коду Asterisk розроблений для операторів зв'язку і Call Центрив. Цей шлюз з'єднує традиційну телефонну систему з IP мережею, а також інтегрує VoIP АТС з телефонною мережею загального користування (ТМЗК, PSTN). Завдяки зручному веб інтерфейсу GUI, користувач може легко налаштувати шлюз. Розробники прикладного ПО можуть використовувати АМІ (Asterisk Management Interface).

Шлюз DGW-L1 підтримує один T1 / E1 / PRI інтерфейс і до 30 одночасних дзвінків.

Системні Функції

Проста і зручна настройка через Web GUI

Підтримка кодеків: G.711A, G.711U, G.729A, G.723.1, G.722, GSM

Підтримка протоколів:

SIP, IAX, TCP, UDP, RTP, SSH, HTTP, HTTPS

Сигналізація: PRI / SS7 / R2

Підтримка сигналізації R2 стандарту 24х країн

Підтримка нового R2 варіанти

Підтримка синхронізації часу по NTP (Network Time Protocol)

Підтримка SSH доступу для управління і доступу до командного рядка Asterisk CLI command operation

Open API interface (AMI)

Підтримка управління групами портів

підтримка dialplans

Підтримка статистики дзвінка

Підтримка динамічного статусу каналу

Оновлення прошивки по HTTP

Збереження / завантаження файлу конфігурації

Детальний файл логів

автоматична перезавантаження

Сумісність з усіма типами SIP серверів, таких, як Asterisk, Elastix, Freeswitch і інших IPPBX платформ

SIP Функції

Додавання, зміну і видалення SIP акаунтів

SIP реєстрація з доменом

Підтримка різноманітних SIP реєстрацій: анонімна, реєстрація, як клієнт і сервер

SIP акаунти можуть бути зареєстровані на різних серверах

Об'єднання різних SIP транков в групу

Сумісний з SIP (RFC3261)

DTMF: RFC2833, SIP INFO, INBAND

Підтримка T.38 / Pass-through Fax

Маршрутизація

Гнучкі настройки маршрутів

Підтримка 512 маршрутів

Підтримка груп транков, управління пріоритетами транков

Додавання, зміну і видалення маршрутів

Угруповання портів E1 / T1

Мережеві Функції

Тип мережі: Static IP і DHCP

IPv4, UDP / TCP, DHCP, TFTP, SCP

HTTP / HTTPS / SSH

підтримка DDNS

Підтримка ping & tracerouteкоманд через web

Технічні специфікації

1 T1 / E1 порт з роз'ємом RJ-48

2 10/100 / 1000Mbit Ethernet порту

2 USB 2.0 порту

1 блок живлення

Максимальна потужність: 12W
 Живлення: 12V / АС
 Вологість: 5% ~ 95% без конденсату
 Операційна температура: 0 °С ~ 70 °С
 Температура зберігання: -40 °С ~ 85 °С

Таким чином витрати на встановлення голосового обладнання VoIP зв'язку для розбудови корпоративної мережі зв'язку згідно комерційних пропозицій, що надаються, становить:

№	Найменування обладнання та витрат	Од. вимір.	Кількість	Ціна тис.грн. (без ПДВ)	Сума тис.грн. (без ПДВ)
1.	Голосове обладнання VoIP зв'язку для розбудови корпоративної мережі зв'язку	КОМПЛЕКТ	3	84,357	253,07
ВСЬОГО:					253,07

Техніко-економічне обґрунтування придбання голосового обладнання VoIP зв'язку для розбудови Call-центру Херсонобленерго.

У 2014 році у рамках забезпечення функціонування Кол-центру АТ «Херсонобленерго», у 8 структурних підрозділах встановлено замість застарілих АТС сучасні міні IP АТС LG-ERICSSON IPECS-MG які забезпечують підключення до корпоративної системи зв'язку за допомогою цифрових потоків Е1 або VoIP каналом зв'язку.

У 3-х структурних підрозділах АТ «Херсонобленерго» в яких експлуатується АТС AVAYA DEFINITY у якості основного каналу зв'язку ще використовуються аналогові канали тональної частоти. Це пов'язано з моральною застарілістю АТС AVAYA DEFINITY (2003-2005 років випуску) яка не підтримує підключення VoIP каналів, а створення цифрових потоків Е1 можливо тільки після розбудови відповідного напрямку радіорелейного зв'язку та придбання до АТС відповідних плат потоку Е1. Тому для пришвидшення підключення вказаних підрозділів до цифрової корпоративної мережі зв'язку та збільшити кількість каналів до центрального Call-центру Херсонобленерго, виникла необхідність у встановленні відповідних комплектів голосового обладнання VoIP зв'язку на базі шлюзу OpenVox з ПЗ Aterisk. Вказане обладнання дозволить під'єднати VoIP каналами наявну АТС AVAYA DEFINITY до корпоративної мережі зв'язку та значно розширити можливості АТС збільшивши її функціональність за допомогою додаткових функцій що надають встановлені на базі шлюзу OpenVox додаткових модулів абонентських та лінійних аналогових портів та 4 каналу GSM зв'язку з оперативними і ремонтним бригадами ВДЗРМ, а за допомогою ПЗ Aterisk можливо вести запис диспетчерських розмов.

Для підключення до корпоративної мережі зв'язку Товариства АТС Каховського, Н.Каховського ВДЗРМ та В.Рогачицького відділення В.Лепетихського ВДЗРМ, заплановано придбати у 2022 році три комплекти голосового обладнання VoIP зв'язку на базі шлюзу OpenVox з ПЗ Aterisk, вартістю 90,00 тис грн без ПДВ за комплект. Це надасть змогу збільшити кількість каналів до центрального Call-центру

Херсонобленерго та реалізувати додаткові канали ТМ за допомогою VoIP каналів зв'язку.

Своєчасне надходження інформації від споживача про відсутність напруги чи аварійний стан обладнання дозволить диспетчеру отримати інструмент, який буде допомагати в оцінці ситуаційного становища стосовно обсягів аварійного відключення, а також допоможе якщо не уникнути аварійних відключень, то як можливо швидше локалізувати аварію. Таким чином, скорочується час відсутності електричної енергії у споживачів, і поліпшується якість наданих послуг. Тобто покращуються показники надійності електропостачання SAIDI (індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні) та SAIFI (індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні).

За розрахунками та досвідом Товариства, після встановлення пристроїв автоматизації та телемеханіки на підстанціях час ліквідація одного відключення зменшується у середньому на три години. (без пристроїв телемеханіки ліквідація одного відключення, у середньому, - 6 годин).

Крім сукупного економічного ефекту від впровадження засобів телемеханіки, додатково треба враховувати витрати на оренду потоків зв'язку, які на даний час Товариство сплачує провайдерам (Укретелекому та ін.). На даний час оренда одного потоку в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення голосового обладнання VoIP зв'язку дозволяє організувати новий потоків з 30 каналів зв'язку. При цьому, витрати на оренду у рік становили б:

$$В \text{ ор.} = 5000,0 * 12 = 60\ 000 \text{ грн щорічно. (50\ 000 грн без ПДВ).}$$

Термін окупності виконання одного заходу дорівнює

$$Т \text{ ок.} = 84,356 / 50,00 = 1,68 \text{ р.}$$

Реалізація даного заходу у повному обсязі пірядним способом можлива за 253.07 тис. грн (без ПДВ).

5. Побудова корпоративної телефонної мережі АТ «Херсонобленерго» на базі цифрової АТС Coral

Згідно «Проект розвитку корпоративної мережі зв'язку та передавання даних ПрАТ „ЕК “Херсонобленерго” розробленого ТОВ “НТЦ “Енергозв'язок” м. Київ передбачено створення цифрової високошвидкісної корпоративної мультисервісної системи зв'язку ПрАТ ЕК “Херсонобленерго” яка передбачає перехід з аналогових каналів зв'язку тональної частоти на цифрові радіорелейні та оптоволоконні магістральні канали зв'язку (потоків Е1 та VoIP канали) з великою пропускнуною спроможністю, що з'єднують встановлені по структурним підрозділам цифрові АТС AVAYA DEFINITY, IP АТС LG-ERICSSON IPECS-MG та VoIP голосові шлюзи в єдину телекомунікаційну мережу АТ “Херсонобленерго”.

Починаючи з 2003 році було змонтовано центральну відомчу АТС AVAYA Definity на базі якої побудовано корпоративна мультисервісна система зв'язку Товариства.

На даний час центральна відомча АТС AVAYA Definity має наступну ємність:

- цифрові та аналогові порти — 456 шт;
- порти в цифровому потоці Е1 — 390 шт;
- аналогові порти, що з'єднані з місцевою телефонною мережею загального користування — 8 шт;
- аналогові порти тональної частоти для з'єднання АТС по протоколу стандарту АДАСЕ — 36 шт;

№	Назва плат	Тип плат	Кіл-сть плат, шт	Кіл-сть портів шт	Системний ліміт портів шт
1	DIGITAL LINE (24 порту)	TN2214	4	96	
2	ANALOG LINE (24 порту)	TN2793	15	360	
3	DS1 INTERFACE (Е1-30 портів)	TN2464	13	390	400
4	CO TRUNK (8 портів)	TN747	1	8	
5	TIE TRUNK (4 порту)	TN760	9	36	
				890	2800

Разом зі встановленням центральної станції було розпочато встановлення АТС AVAYA Definity у 12 структурних підрозділах. З розбудовою радіорелейних ліній зв'язку було розпочато з'єднання встановлених цифрових АТС з центральною відомчою АТС за допомогою цифрового потоку Е1, що забезпечується встановленням в наявні АТС спеціалізованих плат TN2464 цифрового потоку DS1 та використання в якості транзиту цифрові магістральні канали зв'язку.

На даний час в межах проекту створення цифрової високошвидкісної корпоративної мультисервісної системи зв'язку ПрАТ ЕК “Херсонобленерго” організовано наступні цифрові канали зв'язку на базі наявних цифрових АТС AVAYA DEFINITY, LG-ERICSSON IPECS-MG та використовують цифрові потоки Е1 для

підключення до магістральних каналів зв'язку (радіорелейні, кабельні чи оптоволоконні лінії зв'язку), а встановлення у 2013 році VoIP маршрутизатору Cisco C2951 дозволило приєднати до цієї мережі IP АТС LG-ERICSSON IPECS-MG за допомогою VoIP каналів зв'язку.

№	Тип зв'язку	Канал зв'язку	Тип цифрового потоку	Кількість цифрових потоків
1	Оптоволоконна лінія зв'язку	ХОЕ - Укртелеком	E1	5
2	Міжстанційний зв'язок	АТС AVAYA DEFINITY — VoIP маршрутизатору Cisco C2951	E1	1
3	Міжстанційний зв'язок	АТС AVAYA DEFINITY — АТС Колцентру AVAYA Aura Communication	E1	1
4	Радіорелейний зв'язок	Херсон - Цюрупинськ	E1	1
5		Херсон - Гола Пристань	E1	1
6		Херсон - Білозерка	E1	1
7		Херсон - Н-Каховка	E1	1
8		Херсон - Берислав	E1	1
9		Херсон - Каховка	E1	1
10		Херсон - ХМЕМ	E1	1
11		Херсон - Скадовськ	E1	1
12	VoIP канали зв'язку	Херсон-Високопілля	VoIP	1
13		Херсон-В.Олександрівка	VoIP	1
14		Херсон-Н.Воронцовка	VoIP	1
15		Херсон-В.Лепетиха	VoIP	1
16		Херсон-В.Рогачик	VoIP	1
17		Херсон-Горностаївка	VoIP	1
18		Херсон-Н.Серогози	VoIP	1
19	Аналоговий канал тональної частоти (К-ТЧ)	Херсон - Генічеськ	К-ТЧ	1
20		Херсон-Іванівка	К-ТЧ	1
21		Херсон-Н.Троїцьк	К-ТЧ	1
22		Херсон-Чаплинка	К-ТЧ	1
23		Херсон-Каланчак	К-ТЧ	1

У центральній відомчій АТС AVAYA DEFINITY (2003 рік випуску) не підтримує підключення VoIP каналів, а системною ліцензією встановлено максимальну кількість портів, які створюються за допомогою цифрових потоків E1 — 400 портів, тому не можливо подальше створення на базі АТС AVAYA DEFINITY цифрової високошвидкісної корпоративної системи зв'язку з використанням цифрових потоків E1, а використання VoIP каналів взагалі не підтримується.

Зважаючи на системні обмеження наявної центральній АТС AVAYA DEFINITY щодо підключення до центральній станцій різноманітних цифрових каналів зв'язку

(радіорелейні потоки E1, VoIP канали), виникла потреба в осучасненні корпоративної системи зв'язку з поетапним переводом усіх цифрових каналів на більш сучасну високошвидкісну цифрову АТС Coral FlexiCom R3000, яка буде забезпечувати з'єднання усіх АТС Товариства за допомогою цифрових каналів зв'язку. При цьому наявна АТС AVAYA DEFINITY буде виступати у ролі звичайної АТС та забезпечувати функцію кінцевої станції як по усім структурним підрозділам.

АТС Coral FlexiCom R3000 є потужною гнучкою комутаційною системою з подвійною системою загального управління «гарячим» резерв (опис див. Coral FlexiCom R3000) і виконана в варіант розміщення в 19 "або 23" стійках. Легко наращувана структура дозволяє створювати системи з об'ємом 4224 портів з забезпеченням максимально до 4096 тайм-слотів. Таким чином, комутаційне поле володіє надмірністю по відношенню навіть до максимальної місткості система, ніж реалізується повністю. Неблокована комутаційне поле для будь-якої ємності системи. У поєднанні з повним резервуванням системи управління і джерел живлення, це робить її ідеальною для об'єктів з високими вимогами до надійності системи і можливостям по обробці трафіку будь-якої інтенсивності.

Система складається з полиці управління Coral FlexiCom R3000, яка може комплектуватися одиночної або зведеною системою загального управління з «гарячим» резерв, і до шістнадцяти периферійного полку Coral FlexiCom R3000XA (з двома сервісними слотами для плат РВ-АТС і десять універсальних) та Coral FlexiCom R3000XO (з одним обслуговуванням і одинадцяти універсальними слотами).

До складу зведеною системою загального управління з «гарячим» резервом входять по дві плати центральних процесорів МСР-АТС, плати групових контролерів 32GS, два блоки живлення PS-АТС. Для живлення периферійних покриттів використовуються блоки живлення PS19DC (для кожної кабінета) або PS19DC / D (один на два кабінета).

У максимальній конфігурації система містить один кабінет управління Coral FlexiCom R3000 і шістнадцять кабінетів розширення (по вісім Coral FlexiCom R3000XE і Coral FlexiCom R3000XO).

Система поставляється в 19 "або 23" шкафах з електромагнітним екрануванням.

	В наданій конфігурації усього портів:		860
I	З'єднувальні лінії всього:		432
в т.ч. -	цифрові лінії PRI (QSIG), каналів;		416
	двухпроводні аналогові лінії;		8
	цифрові Sip		8
II	Внутрішні лінії всього:		428
в т.ч. -	аналогові двухпроводні		360
	цифрові лінії		48
	цифрові Sip		20
III	Абонентське обладнання:		24
в т.ч. -	цифрові термінали на 62 прямих абонента (лінії зв'язку)		2
	цифрові термінали на 22 прямих абонента (лінії зв'язку)		14
	цифрові термінали на 22 прямих абонента (лінії зв'язку)		8
		всього слотів -	40
		зайнято слотів -	34
		вільно слотів -	6

Комплектація АТС Coral FlexiCom R3000XE, яка повністю задовольняє потреби та приєднати 12 АТС структурних підрозділів наступна:

Враховуючи значну вартість обладнання близька 6000 тис. грн., у Плані розвитку 2021-2025рр. було заплановано розбити придбання вказаної АТС на 5 етапів з середньою вартістю обладнання 1200 тис грн без ПДВ.

№	Найменування обладнання та витрат	Од. вимір.	Кількість	Ціна тис.грн. (без ПДВ)	Сума тис.грн. (без ПДВ)
1	Модернізація корпоративної телефонної мережі АТ «Херсонобленерго» на базі цифрової АТС Coral (I-V етап)	КОМПЛЕКТ	1	6000,0	6000,0
ВСЬОГО:					6000,0

Враховуючи вищевказане та те що в рамках III-2021р. було змонтовано обладнання I етапу, то на 2022р. заплановано розширення функціональності встановленої АТС Coral FlexiCom R3000 з встановленням додаткових кабінетів та модулів у складі з набором плат та ліцензій:

- кабінет розширення на 11 універсальних слотів – 1шт;

- блок вторинного живлення 48В - PS19DC-D – 1шт;
- плата приймачів сигналів DTMF – 1шт;
- плата інтерфейсу для стандартного телефону на 24 порта - 24 SA – 5шт;
- плата для підключення консолей розширення - PEX – FS – 8шт;
- плата інтерфейсу E1 - PRI-2DT – 1шт;
- плата на 8 двох провідних аналогових СЛ – 1шт;
- цифровий телефонний апарат, русифікований дисплей (3x40), 22 вільно програмованих клавiш зі світловою індикацією, 5 клавiш меню дисплея, навігатор меню дисплея, спікер фон - FlexSet 281S – 8шт;
- блок адаптера живлення ЦТА - TPS – 8шт;
- монтажний комплект 25 пар – 6 компл;
- консоль розширення на 40 клавiш - FlexSet 40В – 8шт.

Отже на 2022 рік передбачається проведення модернізації в рамках 2 етапу:

№ №	Найменування обладнання та витрат	Од. вимір.	Кіль кість	Ціна тис.грн. (без ПДВ)	Сума тис.грн. (без ПДВ)
1.	Модернізація корпоративної телефонної мережі АТ «Херсонобленерго» на базі цифрової АТС Coral (2 етап)	компл ект	1	1200,5	1200,5
ВСЬОГО:					1200,5

Техніко-економічне обґрунтування модернізації корпоративної телефонної мережі АТ «Херсонобленерго» на базі цифрової АТС Coral

Зі значною вартістю обладнання цифрової АТС, яке складає близька 6000 тис. грн. та придбання вказаної АТС в декілька етапів, а саме з 2021 по 2025 рр. з середньою витратою коштів на обладнання 1200 тис грн без ПДВ. у рік, та враховуючи, що придбання та встановлення центральної автоматичної станції зв'язку значно підвищує оперативність ліквідації аварійних ушкоджень у електричних мережах, що зменшує недовідпустку електроенергії. Тобто покращуються показники надійності електропостачання SAIDI (індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні) та SAIFI (індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні).

За розрахунками та досвідом Товариства, після встановлення сучасної цифрової АТС ліквідація одного відключення зменшується у середньому на три години. (без пристроїв цифрового зв'язку та телемеханіки ліквідація одного відключення, у середньому, - 6 годин) 1 година відключення дорівнює 180 кВт (розподільчі мережі) та 500 кВт (мережі 35-150 кВ), таким чином:

$$180 \cdot 3 = 540 \text{ кВт г}$$

$$500 \cdot 3 = 1500 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 0,61 грн/кВт г.

Зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень становить

В лік. = $0,61 \cdot 540 = 329,4$ грн. по одному відключенню у розподільчих мережах.

В лік. = $0,61 * 1500 = 915$ 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 Товариства, 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 Товариство сплачує провайдерам (Укретелекому та ін.). На даний час оренда одного потоку в місяць у середньому дорівнює 5000,0 грн за 100 км. Встановлення АТС дозволяє організувати 16 нових цифрових потоків. При цьому, витрати на оренду у рік становили б: В ор. = $16 * 5000,0 * 12 = 960\ 000$ грн щорічно. (800 000 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект організації потоків на базі цифрової АТС:

Езаг. = $729\ 072 + 53\ 539 + 960\ 000 = 1\ 742\ 611$ грн або 1 452 176 грн (без ПДВ).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{ок.} = 1200,50 / 1452,176 = 0,83 \text{ р.}$$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1200.5 тис. грн (без ПДВ).

6. Побудова цифрового радіозв'язку центрів ОДУ АТ “Херсонобленерго”

Починаючи з 2021 року в АТ “Херсонобленерго” відбувається централізація ОДУ з формуванням 2-х центрів (у м. Херсон та м. Каховка) з підпорядкуванням до них усіх оперативно-диспетчерських груп (ОДГ) структурних підрозділів АТ “Херсонобленерго”, то стає нагальною потреба забезпечення диспетчерів центрів ОДУ високоякісним радіозв'язком, для проведення оперативних перемов з бригадами ОВБ.

В рамках централізації ОДУ (у м. Херсон та м. Каховка) черговими диспетчерами планується ведення управління бригадами ОВБ в такому складі:

1. З центру ОДУ у м. Херсон (в оперативному управлінні 7 районів) – 12 бригад ОВБ:

- 4 бригади ОВБ по Херсонському відділенні;
- 1 бригада ОВБ по Олешківському відділенні;
- 2 бригади ОВБ по Голопристанському відділенні;
- 1 бригада ОВБ по Скадовському відділенні;
- 2 бригади ОВБ по Чаплинському відділенні;
- 1 бригада ОВБ по Новотроїцькому відділенні;
- 1 бригада ОВБ по Генічеському відділенні.

2. З центру ОДУ м. Каховка (в оперативному управлінні 5 районів) – 11 бригад ОВБ:

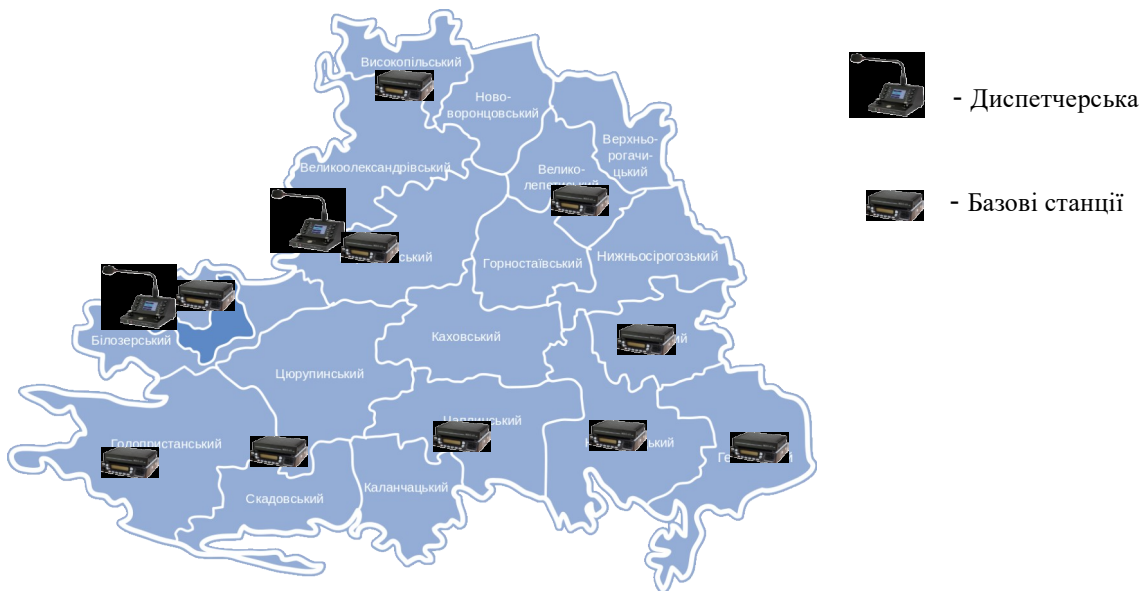
- 2 бригади ОВБ по Н.Каховському відділенні;
- 2 бригади ОВБ по Каховському відділенні;
- 3 бригади ОВБ по Високопільському відділенні;
- 2 бригади ОВБ по В.Лепетиському відділенні;
- 2 бригади ОВБ по Іванівському відділенні.

У зв'язку з територіально рознесенням бригад ОВБ та централізацією ОДУ, наявна система радіозв'язку Товариства з бригадами ОВБ не буде забезпечувати належне функціонування із-за неможливості фізичного покриття на величезні відстані.

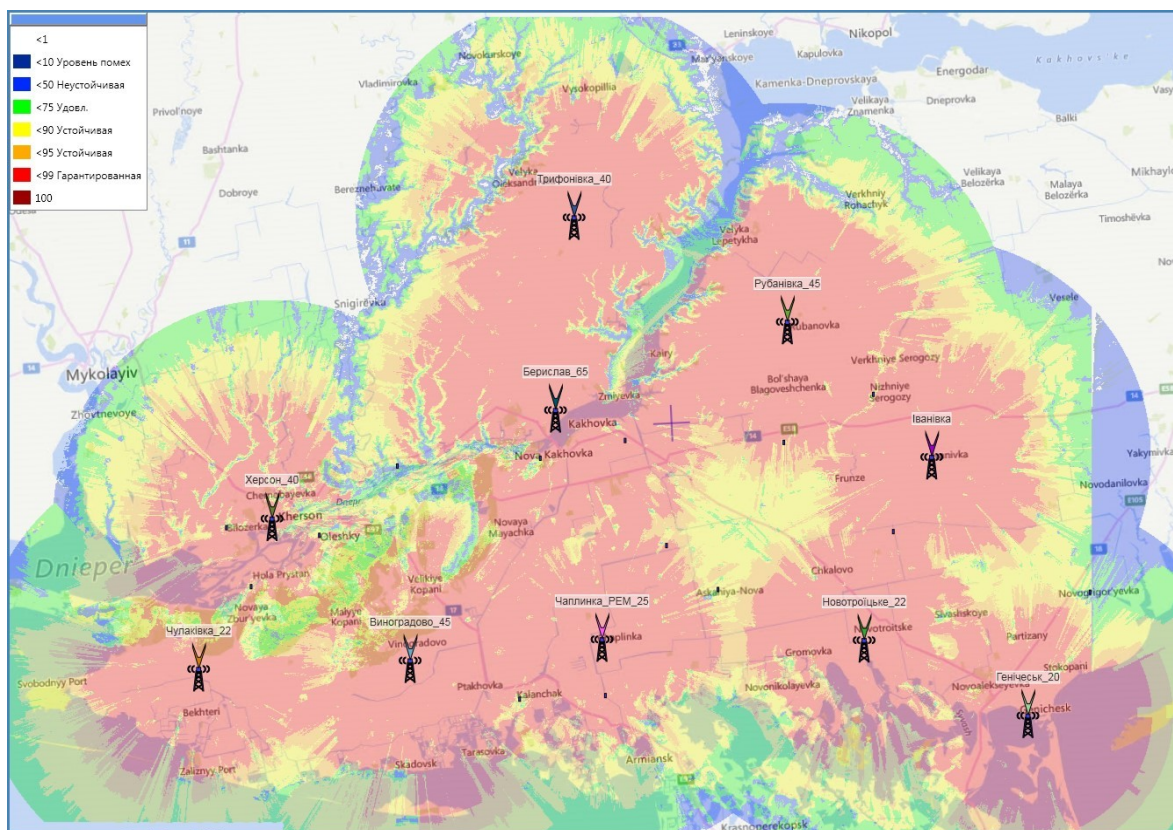
Тому потрібно запровадити нову цифрову систему радіозв'язку на базі ІР-технологій – встановлення ретрансляторів (стаціонарних радіостанцій) на щоглових спорудах Товариства з віддаленим керуванням їх по корпоративній ІР-мережі.

Із-за запропонованих 2-х рішень проведеної презентації ТВД “Телекомунікаційні системи” АТ Херсонобленерго буде проводити розбудову цифрової системи радіозв'язку з бригадами ОВБ, саме на стаціонарних радіостанціях NX-3702E з пультами віддаленого управління PDU-104 в центрах ОДУ. Для цього буде використані наявні щоглові споруди Товариства заввишки 20-40м. та власну корпоративну ІР-мережу між ними, по якій й буде здійснюватися управління стаціонарними радіостанціями.

Нижче приведені структурна схема розміщення базових радіостанцій NX-3702E на щоглових спорудах, пультів управління PDU-104 в центрах ОДУ та зони покриття.



Структурна схема побудови цифрової системи радіозв'язку центрів ОДУ з бригадами ОБВ



Розміщення стаціонарних радіостанцій типу NX-3702E на наявних щоглових спорудах та зони пориття територій радіозв'язком.

Один пульт дистанційного управління PDU104 дає можливість керувати до 4-х базових радіостанцій. Якщо потрібно збільшити кількість керованих радіостанцій на одне робоче місце, додається додатковий PDU104.

Вхідними даними до розрахунку обладнання є такі дані:

- кількість радіо абонентів (бригад ОБВ) – 23;
- кількість диспетчерських місць (в 2-х центрів ОДУ) – 12;
- діапазон частот, в якому працюють діючі радіомережі організації – (167.550 -

167.750Мгц);

- середньостатистична інтенсивність радіообміну в час максимального навантаження – по місту 10 викл/год, по району 5 викл/год;
- середньостатистична тривалість сеансу радіообміну – від 3 до 5 хв.

Розрахунок обладнання базових радіостанцій, обладнання для автотранспорту бригад ОВБ та для чергових диспетчерів центрів ОДУ приведена нижче.

Розрахунок обладнання базових радіостанцій:

Комплект стаціонарної р-ст. NX-3720E				
№	Назва	Кіль-ть, шт..	Ціна за од, грн. з ПДВ.	Всього, грн з ПДВ
Радіостанція та основне обладнання				
1	Стаціонарна р-ст. NX-3720E	1	21302,82	21302,82
2	Виконуючий пристрій RRC-01 IP	1	4384,8	4384,8
Електроживлення та заземлення				
1	Блок живлення PS-15SR 12V 15A з зарядним пристроєм	1	3471,3	3471,3
2	АКБ 12в Yuasa REC22-12 22A	1	5115,6	5115,6
3	Кабель живлення двожильний 12в 400мм з однієї сторони опресований клемми під болт М5 (для АКБ)	1	371,2	371,2
4	Кабель живлення трьох жильний 220в ПВС 3*2,5 10м (220 на БЖ)	1	730,8	730,8
5	Кабель заземлення 5 м ПВ-3 4 мм кв. опресований клемми під болт М5 та М4 (заземл на рст)	1	365,4	365,4
6	Атівандальний ящик 7U	1	986,58	986,58
7	Вимикач автоматичний МВ 120А 18А	1	146,16	146,16
8	Монтажний бокс для вимикача	1	182,7	182,7
ВЧ обладнання				
1	Грозозахист ВЧ CSA-1N	1	730,8	730,8
2	ВЧ кабель RJ58 комутаційний BNC male N male L=400 мм (рст-грозозахист)	1	365,4	365,4
Антенно-фідерне обладнання				
1	Антенна базова	1	7308	7308
2	Фідер антенний типу RG-8U 30 метрів . 3 ВЧ роз'ємами типу N-male	1	9135	9135
3	Шогла антенна телескопічна Шпіль-9 з монтажним комплектом (висота - 9 метрів)	1	6942,6	6942,6
Всього в грн.				61533,36
Пусконаладжувальні роботи				
1	Монтаж та інсталяція обладнання замовнику	1	1827	1827
2	Монтаж шогли	1	1827	1827
3	Монтаж стаціонарної антени	1	1827	1827
4	Затрати на відрядження	1	1827	1827
Всього в грн.				7308
Всього ПО РОЗДІЛУ				68905,95
Загальна вартість, грн з ПДВ на 10 базових станцій				689059,48

Розрахунок обладнання для автотранспорту бригад ОВБ:

Комплект автомобільної р-ст. NX-3720G (шлюз)				
№	Назва	Кіль-ть, шт..	Ціна за од, грн. з ПДВ.	Всього, грн з ПДВ

Радіостанція та основне обладнання				
1	Радіостанція автомобільна , тип Kenwood NX-3720E	1	21302,82	21302,82
2	Мікрофон тангента Kenwood КМС-60	1	1461,6	1461,6
3	Кабель інтерфейсний ПУ, тип КСТ-71МЗ	1	3654	3654
4	Радіостанція портативна , тип Kenwood NX-1200DE3	1	9135	9135
5	KRK-19В модуль виносу панелі управління (станційна частина)	1	5481	5481
6	KRK-18Н модуль виносу панелі управління (панельна частина)	1	5298,3	5298,3
7	Корпус, плата управління	1	6577,2	6577,2
8	Дуплексер	1	9135	9135
9	Гарнітура КМС-21	1	1461,6	1461,6
10	Автомобільна антена з кріпленням	1	2557,8	2557,8
Всього в грн.				66064,32
Пусконалагоджувальні роботи				
1	Монтаж та інсталяція обладнання замовнику	1	1827	1827
2	Затрати на відрядження	1	1827	1827
Всього в грн.				3654
Всього ПО РОЗДІЛУ грн з ПДВ				69783,73
Загальна вартість, грн з ПДВ на 23 автотранспорту				1605025,82

Розрахунок комплекту носимих радіостанцій бригад ОВБ:

Комплект обладнання диспетчерського пункту				
№	Назва	Кіль-ть, шт.	Ціна за од, грн. з ПДВ.	Всього, грн з ПДВ
1	Портативна радіостанція NX-1200DE3	1	7182	7182
2	Антена KRA-26M	1	646,38	646,38
3	Акумулятор KNB-45L	2	1795,5	3591
4	Адаптер автомобільний KVC-22 з KSC-35SCR (13B)	1	2046,87	2046,87
5	Зарядний пристрій KSC-35S (220B)	1	1256,85	1256,85
Всього в грн.				14736,91
Загальна вартість, грн з ПДВ на 23 портативні радіостанції				338949,01

Розрахунок обладнання для чергових диспетчерів центрів ОДУ:

Комплект обладнання диспетчерського пункту				
№	Назва	Кіль-ть, шт.	Ціна за од, грн. з ПДВ.	Всього, грн з ПДВ
1	Пульт дистанційного управління PDU104	12	27039,6	324475,2
Всього в грн.				324475,2
Пусконалагоджувальні роботи				
1	Монтаж та інсталяція обладнання замовнику	12	1827	21924
2	Затрати на відрядження (2 центри – 12 диспетчерів)			21924
Всього в грн.				43848
Всього ПО РОЗДІЛУ грн з ПДВ				368669

Отже загальна вартість побудови цифрового радіозв'язку центрів ОДУ АТ «Херсонобленерго» у 2022 році складає:

№	Назва	Кіль-ть, шт..	Вартість, грн за од. з ПДВ	Всього грн з ПДВ
1	Базове обладнання	10	68905,9	689059
2	Обладнання для автомобілів	23	69783,74	1605026
3	Обладнання для диспетчерів	12	30722,42	368669
4	Портативні радіостанції	23	14736,91	338949
5	ПЗ та програматори	2	8172,5	16345
Всього грн з ПДВ				3018048
Всього грн без ПДВ				2515040

Техніко-економічне обґрунтування впровадження цифрового радіозв'язку центрів ОДУ АТ «Херсонобленерго»

Побудова цифрового радіозв'язку центрів ОДУ пов'язана насамперед з необхідністю задовольнити потребу у високоякісному радіозв'язку диспетчерів центрів ОДУ з бригадами ОВБ для здійснення оперативного процесу.

Оскільки з формування 2-х центрів ОДУ (у м. Херсон та м. Каховка) та великим територіально рознесенням бригад ОВБ, наявна система радіозв'язку Товариства з бригадами ОВБ не буде забезпечувати належне функціонування із-за неможливості фізичного покриття на величезній відстані.

Тому рішення запровадити нову цифрову систему радіозв'язку на базі IP-технологій, як раз і вирішує таку проблему. Ним передбачається встановлення 10 стаціонарних радіостанцій на щоглових спорудах Товариства з віддаленим керуванням їх по корпоративній IP-мережі. На 23 бригадних автотранспортних засобах буде встановлено комплект обладнання для здійснення оперативних перемовин бригад ОВБ з черговим диспетчером відповідного центру ОДУ. У 2-х центрів ОДУ буде встановлено обладнання для керування відповідними стаціонарними радіостанціями по корпоративній IP-мережі.

Враховуючи, що побудова цифрового радіозв'язку значно підвищує оперативність ліквідації аварійних ушкоджень у електричних мережах, що зменшує недовідпустку електроенергії. Таким чином покращуються показники надійності електропостачання SAIDI (індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні) та SAIFI (індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні).

За розрахунками та досвідом Товариства, після впровадження цифрового радіозв'язку, який забезпечує можливість керування бригадами ОВБ з відповідного центру ОДУ, ліквідація одного відключення зменшується у середньому на три години. (без такої можливості ліквідація одного відключення, у середньому, складала - 6 годин). 1 година відключення дорівнює 180 кВт (розподільчі мережі) та 500 кВт (мережі 35-150 кВ), таким чином:

$$180 \cdot 3 = 540 \text{ кВт г}$$

$$500 \cdot 3 = 1500 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 0,61 грн/кВт г.

Зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень становить

В лік. = $0,61 * 540 = 329,4$ 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 65 відключень у мережах 0,4-10 кВ .

Таким чином, загальне зменшення витрат на ліквідацію аварійних відключень за рік у мережах 0,4-150 кВ становить

Влік. = $329,4 * 65 * 12 + 915 * 7 * 12 = 256\ 932 + 76\ 860 = 333\ 792$ грн (278 160 грн без ПДВ).

До додаткових отриманих переваг від цифрового радіозв'язку та проведення оперативного усунення аварій можна ще віднести:

- економію палива для транспорту;

- економію часу.

У середньому за досвідом Товариства, економія палива для транспорту за рахунок впровадження цифрового радіозв'язку, що прискорює пошуки місця пошкодження у електричних мережах дорівнює у середньому за рік 53 539 грн. (44 616 грн без ПДВ).

Сукупний економічний ефект з впровадження цифрового радіозв'язку центрів ОДУ АТ "Херсонобленерго" складе:

Езаг. = $333\ 792 + 53\ 539 = 387\ 331$ грн або 322 776 грн (без ПДВ).

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює

$$T_{ок.} = 2515,04 / 322,776 = 7,79 \text{ р.}$$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2515.04 тис. грн (без ПДВ).

VI. Модернізація та закупівля транспортних засобів

Закупівля транспортних засобів

Так, в АТ “Херсонобленерго” експлуатуються транспортні засоби із експлуатаційним віком понад 20 років, більше ніж 60 відсотків та ТЗ випущені за радянській період, а тому належне виконання функцій оператора систем розподілу можливо, виключно за умови наявності транспорту, що може виконувати свої функції своєчасно та в повному обсязі, в той же час наявний транспорт із-за своєї застарілості, знаходиться постійно у ремонті та в повній мірі на може забезпечити реалізацію основних обов’язків ОСР (ускладнює їх), а тому потребує оновлення на 70 відсотків.

Тому враховуючи зазначене та для забезпечення технічного обслуговування електромереж Товариства, оперативного усунення аварійних ситуацій необхідно у 2022-му інвестиційному році поповнити автопарк компанії новими транспортними засобами на заміну старих, які морально та фізично застаріли, а саме:

Етапи виконання заходів інвестиційної програми на прогностичний період 2022 року					
№ з/п	Найменування заходів інвестиційної програми	Одиниця виміру	Вартість одиниці продукції, тис. грн (без ПДВ)	Всього	
				кількість	тис. грн без ПДВ
1	2	3	4	5	6
VI. Модернізація та закупівля колісної техніки					
1	Автогідропідіймач АР-18 ГАЗ-33098 4*2, ЄВРО-5, 5 місць, дворядна кабіна або аналог	шт	1875.00	3.00	5625.00
2	АГП Dasan DS340 34м на шасі МАЗ 5302 4*4 (або аналог)	шт	4650.00	1.00	4650.00
3	Renault EXPRESS (5-місний) ZEN або аналог	шт	408.68	4.00	1634.72
4	БКМ - 2М на базі ХТЗ 150К-09 або аналог	шт	1983.33	3.00	5949.99
5	Автокран КС-5571 на базі шасі МАЗ-6317 6x6 (або аналог)	шт	5158.33	1.00	5158.33
6	Грузовик JAC з подвійною кабіною або аналог	шт	658.85	5.00	3294.27
7	Екскаватор JCB 3CX Sitemaster або аналог	шт	2480.34	1.00	2480.34
8	Пересувна електротехнічна лабораторія (ЕТЛ) кабельна на базі автомобіля Peugeot Boxer 435 L3H2 (4x4 повний привід) або аналог — СИЗПИ	шт	2485.15	1.00	2485.15
9	МАЗ-643228-8520 с причепом МАЗ 938660-2054 и манипулятором Кран-манипулятор колісного типу РМ 11023 або аналог	шт	3900.00	1.00	3900.00
10	Трактор МТЗ 80.1 з рециклером асфальтобетона ЕМ 350 або аналог	шт	683.33	1.00	683.33
11	Самосвал с трехсторонней разгрузкой с установкой на шасси ГАЗон Некст або аналог	шт	1158.33	1.00	1158.33
Всього по розділу VI:				22.00	37019.46

1. В 2022 році Товариство планує придбати Автовишка АР-18 на базі ГАЗ-33098 для виготовлення ремонтно-будівельних монтажних робіт, обслуговування електричних установок АТ «Херсонобленерго».

Автопідйомник АР-18 повинен відповідати наступним технічним вимогам:

- максимальна висота підйому, м – 18;
- вантажопідйомність люльки, кг – 250;
- кут повороту стріли, градусів – 280;
- кількість місць в кабіні для водія і робочих – 5;
- базовий автомобіль – ГАЗ-33098;
- рік випуску не раніше 2019 року;
- якісне виготовлення, надійність експлуатації, гарантійний термін експлуатації не менше 1 року.

Порівняльна характеристика автомобілів

	Марка автомобіля		
Технічна характеристика	АР-18	АР-18	ВС-18Т
Тип стріли	телескопічна	телескопічна	телескопічна
Висота підйому, м	18	18	18
Максимальний виліт, м	7,8	8,25	14,8
Вантажопідйомність кошика, кг	250	250	250
Кут повороту стріли, °	360	360	360
Електроізоляція кошика, В	1000	1000	100
Габаритні розміри, мм:			
1. довжина	8550	8100	8300
2. ширина	2540	2500	2500
3. висота	3450	3700	3700
Колісна база	ГАЗ-33082	ГАЗ-33098	ГАЗ-3309

Колісна формула	4x4	4x2	4x2
Повна маса, кг	6200	6300	7230
Ціна без ПДВ, тис. грн.	1733,33	1875,00	1900,00

Автовишка АР-18 на базі ГАЗ-33098

На нашому підприємстві експлуатуються автомобілі сімейства ГАЗ -5312 АР-18 (автовишки). Всього 47 автовишек:

- ГАЗ -5312 АР-18 Служба транспорту (Олешки) 1992р. Акт технічного стану №1;
- ГАЗ -53 АР-18 Служба транспорту (Генічеськ) 1988р. Акт технічного стану №2;
- ГАЗ -5312 АР-1802 Служба транспорту (Чаплинка) 1992р. Акт технічного стану №3;

Автомобілі експлуатуються вже багато років, за час експлуатації кузова та лакофарбове покриття були зруйновані корозією. Через експлуатацію в важких дорожніх умовах несучі конструкції кузова втратили свою жорсткість, що значно погіршує ходові якості автомобілів. Автомобілі ГАЗ 53 обладнанні бензиновим двигуном який має моторесурс 250 тис.км. На даний момент майже всі двигуни потребують проведення капітального ремонту, що потребує значних капіталовкладень до 35000грн. за ремонт одного двигуна. Відновлюваний ремонт автомобілів потребує вкладення значних коштів та ресурсів. Автомобілі сімейства ГАЗ 53 фізично та морально застаріли тому подальша експлуатація даних автомобілів є недоцільною. Пропонуємо замінити автомобілі ГАЗ 53 на автомобілі ГАЗ 33098. Планується забезпечити Західне, Центральне, Східне Регіональне Управління Розподільчих Мереж.

ГАЗ 33098 обладнано дизельним двигуном 4,5л що споживає 18-20л дизельного палива на 100км на відміну 30-33л. ГАЗ 53. Економія пального в середньому складатиме 1300л(55000грн) в рік. Моторесурс дизельного двигуна 500тис. км, що значно краще 250тис. км моторесурсу двигуна ГАЗ 53.

Вартість одного автомобіля в інвестиційній програмі 2022 року становить 1875,00 тис.грн без ПДВ (три штуки – 5625,00 тис. грн. без ПДВ).

Індикатором виконання заходу є складений «Акт на списання автотранспортних засобів».

Загальний очікуваний економічний ефект від заміни одного ГАЗ-3309 за рік:
 - економії витрат на паливно-мастильні матеріали – 40,00 тис.грн. без ПДВ.
 - зменшення витрат на технічне обслуговування і ремонт – 60,00 тис.грн. без ПДВ.

- зменшення затрат на закупівлю автомобільних шин за рахунок збільшення їх норми пробігу – 0,00 тис.грн. без ПДВ.

- зменшення інших витрат – 25,00 тис.грн. без ПДВ.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу:

$55.0+60.0+0.0+25.0=140$ тис. грн.

Окупність, роки:

(Вартість заходу/Сукупний економічний ефект від впровадження заходу= $1875,00/140=13,4$ років).

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 5400 тис. грн (без ПДВ).

2. В 2022 році Товариство планує придбати АГП Dasan DS340 34м на шасі МАЗ 5302 4*4 (або аналог) для виготовлення ремонтно-будівельних монтажних робіт, обслуговування електричних установок АТ «Херсонобленерго».

Порівняльна характеристика автотранспорту

Технічна характеристика	АГП Dasan DS340 34м на шасі МАЗ 5302 4*4	КрАЗ-63221 (КТА-25)	Автокран Ма-шека КС-5571ВУ 5МАЗ-631705
Колісна формула	4x4	6x6	6x6
Розмір шин	14.00R20	16.00R20	12.00R20
Вантажопідйомність, кг	300	250	320
Максимальний виліт, м	18	25	28
Повна маса автомобіля, кг	24200	25900	25300
Двигун	ЯМЗ-53603,10	ЯМЗ-238ДЕ2 (EURO-2)	ЯМЗ-238ДЕ2 (Евро-2)
Тип	ЯМЗ	ЯМЗ	ЯМЗ-238ДЕ2
Марка	3603 дизельний	Cummins	238DE2
Потужність, кВт (к.с.)	241 кВт (328 л.с.), 1270 Нм, Евро-5	243 (до 376)	273
Коробка передач – механічна 8/9	ZF 9S1315TO	ЯМЗ-2381,	ZF 9S1310TO

ступінчата		9JS150TA (Eaton Fast Gear)	
Максимальна швидкість, км/г	75	75	60
Вартість, тис. грн. без ПДВ	4650,00	4800,0	4708,0

На нашому підприємстві експлуатуються автомобілі сімейства ЗІЛ-131 ТВ-26 (автовишки):

- ЗІЛ ТВ-26 Служба транспорту (Н.Каховка) 1991р. Акт технічного стану №14

Автовишка експлуатуються вже багато років, за час експлуатації кузов та лакофарбове покриття були зруйновані корозією. Через експлуатацію в важких дорожніх умовах несучі конструкції кузова втратили свою жорсткість, що значно погіршує ходові якості, АВТОВИШКА ТВ-26 на базі ЗІЛ 131 обладнана бензиновим двигуном. На даний момент двигун потребує проведення капітального ремонту, що потребує значних капіталовкладень до 50000грн. за ремонт двигуна. Відновлюваний ремонт автовишки потребує вкладення значних коштів та ресурсів. Автовишка сімейства ТВ-26 на базі ЗІЛ 131 фізично та морально застаріли тому подальша експлуатація даних автомобілів є недоцільною. Пропонуємо замінити АВТОВИШКА ТВ-26 на базі ЗІЛ 131 на АГП Dasan DS340 34м на шасі МАЗ 5302 4*4 (або аналог).

Доцільність придбання відповідного ТЗ обґрунтовується наступним, так на нашому підприємстві автогідропідйомники висотою 34м наразі відсутні (з наявних максимальна висота 26м). Оскільки в 2018-2020 роках була реконструйована лінія 150 кВ “Каховка-Дудчино” (довжина 43 км), висота опор складає 32 м., висота до верхніх ізоляторів 29 метрів, тому жодний наявний автогідропідйомник на Товаристві не може забезпечити обслуговування відповідної ПЛ, в той же час АГП Dasan DS340 34м на шасі МАЗ 5302 4*4 є придатним для виконання робіт, в яких необхідна така робоча висота, а отже забезпечить можливість обслуговування відповідної ПЛ та в майбутньому може бути задіяний на інших ПЛ із відповідною висотою опор (що будуть реконструйовуватись у майбутньому). Не придбання відповідного ТЗ, може призвести до негативних наслідків, а саме не своєчасності ліквідації аварійних ситуацій на ПЛ 150 кВ “Каховка-Дудчино”, тощо. Планується забезпечити, Центральне Регіональне Управління Розподільчих Мереж.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3801.6 тис. грн (без ПДВ).

Індикатором виконання заходу є складений «Акт на списання автотранспортних засобів».

3. В 2022 році Товариство планує придбати Renault EXPRESS (5-місний) ZEN

Порівняльна характеристика автомобілів

	Марка автомобіля		
Технічна характеристика	Renault EXPRESS ZEN	Mitsubishi L200	Renault Master
Тип кузова	Мінівен	Пікап	Фургон
Двигун	дизель	дизель	дизель
Об'єм двигуна, см ³	1461	2442	2299
Потужність двигуна, к.с.	95	154	125
Система живлення	електронна розподілене вприскування	електронна розподілене вприскування	електронна розподілене вприскування
Тип приводу	передній	повний	передній
Тип КПП	механічна 6-ст.	механічна 6-ст.	механічна 6-ст.
Габаритні розміри, мм			
7. довжина	4363	5225	2321
8. ширина	1751	1815	2489
9. висота	1814	1795	2294
Колісна база, мм	2810	3000	3000
Споряджена маса, кг	1152	2850	3050
Об'єм паливного бака, л	50	75	100
Максимальна швидкість, км/год.	162	170	144
Витрати палива на 100 км пробігу, л (змішаний цикл)	6-7	7,1	7-8
Ціна без ПДВ, тис. грн.	408,68	805,0	750,0

На нашому підприємстві експлуатуються автомобілі сімейства ВАЗ:

- ВАЗ 21043 Служба Транспорту (Н.Каховка) [Акт технічного стану №8](#)

Автомобілі експлуатуються вже багато років, за час експлуатації кузова та лако-фарбове покриття були зруйновані корозією. Через експлуатацію в важких дорожніх умовах несучі конструкції кузова втратили свою жорсткість, що значно погіршує ходові якості автомобілів. Автомобілі ВАЗ-2107 обладнанні бензиновим двигуном який має моторесурс 240 тис.км. На даний момент майже всі двигуни потребують проведення капітального ремонту, що потребує значних капіталовкладень до 30000 грн. за ремонт одного двигуна. Відновлюваний ремонт автомобілів потребує вкладення значних коштів та ресурсів. Автомобілі сімейства ВАЗ фізично та морально застаріли, тому подальша експлуатація даних автомобілів є недоцільною. Пропонуємо замінити автомобілі ВАЗ 2107 на автомобілі Renault EXPRESS ZEN. Планується забезпечити Центральне Регіональне Управління Розподільчих Мереж.

Renault EXPRESS ZEN обладнано дизельним двигуном 3750 к.с., що споживає 7-8л дизельного палива на 100км на відміну 10 л ВАЗ 2107 бензинового палива. Економія пального в середньому складатиме 1000л(45000грн) в рік. Моторесурс дизельного двигуна 500тис. км, що значно краще 240 тис. км моторесурса двигуна ВАЗ 2107. Renault EXPRESS ZEN це сучасний автомобіль якій забезпечить економію палива, безпеку на дорозі, надійність, універсальність та комфорт пасажирів.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1350.8 тис. грн (без ПДВ).

Індикатором виконання заходу є складений «Акт на списання автотранспортних засобів».

4. В 2022 році Товариство планує придбати БKM — 2М на базі ХТЗ 150К-09

Порівняльна характеристика автомобілів

	Марка автомобіля		
Технічна характеристика	БKM-2М на базі ХТЗ 150К-09	НОТОМІ AUGER LS 1030-012 на базі ХТЗ 150-К	БKM-317 на базі ГАЗ 33088
Модель двигуна	ЯМЗ-236М2-59	ЯМЗ-236Д 175 л.с.	ЯМЗ-53442
Робочий об'єм, л	11,15	12,7	4,43
Об'єм паливного баку, л	430	560	105
Тип КПП	механічна	механічна	механічна
Вантажопідйо-	5000	2500	2000

МНІСТЬ, КГ			
Габаритні розміри, мм:			
довжина	6596	6740	6250
ширина	2460	2400	2340
висота	3490	3445	2880
Колісна база, мм	2860	2860	1820
Номінальна потужність, кВт	132	164	98
Радіус повороту, м	6,7	6,7	6,5
Шини	21,3 R24	21,3 R24	12,00 R18
Глибина шурфа, мм	2500	4000	3000
Ціна без ПДВ, тис. грн.	1983,33	2574,29	2659,33

На нашому підприємстві експлуатуються Т-150 БКУ:

- Т-150 БКУ Служба транспорту (Н.Каховка) 1987р. Акт технічного стану №4;
- Т-150 БКУ Служба транспорту (Генічеськ) 1986р. Акт технічного стану №5;
- Т-150 БКУ Служба транспорту (Іванівка) 1987р. Акт технічного стану №6;

Трактора експлуатуються вже багато років, за час експлуатації кузова та лакофарбове покриття були зруйновані корозією. Через експлуатацію в важких дорожніх умовах несучі конструкції кузова втратили свою жорсткість, що значно погіршує ходові якості, трактора Т-150 обладнанні дизельним двигуном. На даний момент майже всі двигуни потребують проведення капітального ремонту, що потребує значних капіталовкладень до 45000грн. за ремонт одного двигуна. Відновлюваний ремонт тракторів потребує вкладення значних коштів та ресурсів. Трактора сімейства Т-150 фізично та морально застаріли тому подальша експлуатація даних тракторів є недоцільною. Пропонуємо замінити трактори Т-150 (вищезазначені ТЗ готуються на списання) на трактори ХТЗ 150К-09. Планується забезпечити Центральне та Східне Регіональне Управління Розподільчих Мереж

Вартість одного трактора в інвестиційній програмі 2022 року становить 1983,33 тис.грн без ПДВ (три штуки – 5949,99 тис. грн. без ПДВ).

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 4803.3 тис. грн (без ПДВ).

Індикатором виконання заходу є складений «Акт на списання автотранспортних засобів».

5. В 2022 році Товариство планує придбати Автокран КС-5571 на базі шасі МАЗ-6317 6х6.

Порівняльна характеристика автомобілів

	Марка автомобіля		
Технічна характеристика	КС-5571 на базі шасі МАЗ-6317 6х6	КС-3579-С-02 на базі шасі МАЗ-5430 4х2	КС-6572ВУ-С на базі МАЗ-631228 6х4
Тип стріли	Телескопічна	Телескопічна	Телескопічна
Висота підйому, м	30,4	20,4	34
Максимальний виліт, м	28	18	26
Вантажопідйомність, т	32	15,2	40
Кут повороту стріли, °	360	360	360
Колісна формула	6х6	4х2	6х4
Повна маса, кг	26,15	22,45	26,50
Модель двигуна	ТМЗ-8421	ТМЗ-8421	WP 12.430E50
Об'єм двигуна, см ³	17240	17240	19600
Об'єм паливного бака, л	200+350	200+200	200+300
Габаритні розміри, мм:			
довжина	12000	10000	12000
ширина	2500	2500	2500
висота	4000	3720	4000
Ціна без ПДВ, тис. грн.	5185,33	2631,51	6551,78

На нашому підприємстві у зв'язку з виконанням робіт по демонтажу, монтажу опор, трансформаторів, вантажувально - розвантажувальних робіт необхідно придбати автокран КС-5571 на базі шасі МАЗ-6317 та у зв'язку з підготовкою до списання автокрана ЗИЛ-130 КС-2561Е.

- ЗИЛ-130 КС-2561Е Служба транспорту (Іванівка) 1987р. Акт технічного стану №7;

Автокран експлуатуються вже багато років, за час експлуатації кузова та лакофарбове покриття були зруйновані корозією. Через експлуатацію в важких дорожніх умовах несучі конструкції кузова втратили свою жорсткість, що

значно погіршує ходові якості, автокран ЗИЛ-130 КС-2561Е обладнаний бензиновим двигуном. На даний момент двигун потребує проведення капітального ремонту, що потребує значних капіталовкладень до 45000грн. за ремонт двигуна. Відновлюваний ремонт автокран потребує вкладення значних коштів та ресурсів. Автокран сімейства ЗИЛ-130 КС-2561Е фізично та морально застаріли тому подальша експлуатація даних тракторів є недоцільною. Пропонуємо замінити Автокран ЗИЛ-130 КС-2561Е на автокран КС-5571 на базі шасі МАЗ-6317 6х6. Планується забезпечити Центральне Регіональне Управління Розподільчих Мереж

Вартість одного автомобіля в інвестиційній програмі 2022 року становить 5158,33 тис.грн без ПДВ.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 5158.33 тис. грн (без ПДВ).

Індикатором виконання заходу є складений «Акт на списання автотранспортних засобів».

6. В 2022 році Товариство планує придбати вантажівку JAC з подвійною кабіною.

Порівняльна характеристика автомобілів

	Марка автомобіля		
Технічна характеристика	JAC з подвійною кабіною	KrASZ-B1BSFP	ГАЗ-3307
Об'єм двигуна	2746	2690	2250
Тип двигуна	дизель	дизель	бензин
Вантажопідйомність, кг	3450	1100	4500
Розмір шин	205/75 R17	215/65 R16	8,25 R20
Тип КПП	механічна	механічна	механічна
Колісна база, мм	3360	2900	3770
Споряджена маса, кг	2720	3180	3200
Об'єм паливного бака,л	100	80	105
Максимальна швидкість, км/год.	110	120	90
Витрати палива на 100 км пробігу, л (змішаний цикл)	14	23	26

Габаритні розміри, мм:			
довжина	5840	3235	6330
ширина	1861	1910	2330
висота	2215	1875	2350
Ціна без ПДВ, тис. грн.	658,85	679,00	740,23

На нашому підприємстві експлуатуються автомобілі сімейства УАЗ:

- УАЗ 3909 Служба транспорту (В.Лепетиха) [Акт технічного стану №9](#)
- УАЗ 3909 Служба транспорту (В.Лепетиха) [Акт технічного стану №10](#)
- УАЗ 3909 Служба транспорту (Олешки) [Акт технічного стану №11](#)
- УАЗ 3909 Служба транспорту (Н.Каховка) [Акт технічного стану №12](#)
- УАЗ 3909 Служба транспорту (Скадовськ) [Акт технічного стану №13](#)

Вантажний автомобіль JAC з подвійною кабіною обладнано дизельним двигуном 148 л.с., що споживає 12-14л дизельного палива на 100км, на нашому підприємстві відсутні такі економічні вантажівки. Економія пального в середньому складатиме 1000л(45000грн) в рік. Моторесурс дизельного двигуна 500тис. Автомобіль JAC це сучасний автомобіль якій забезпечить економію палива, безпеку на дорозі, надійність, універсальність та безпечне перевезення вантажу.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3294.27 тис. грн (без ПДВ).

Індикатором виконання заходу є складений «Акт на списання автотранспортних засобів».

7. В 2022 році Товариство планує придбати Екскаватор JCB 3CX Sitemaster

Порівняльна характеристика автомобілів

	Марка автомобіля		
Технічна характеристика	JCB 3CX Sitemaster	CAT 428	UMG TLB825
Потужність	68,5 кВт/92 л.с.	69,5 кВт/93 л.с.	67,8 кВт/93 л.с.
Вантажопідйомність, кг	3169	4638	3465
Коробка передач	4 ступінчата напівавтоматична	4 ступінчата напівавтоматична	4 ступінчата напівавтоматична
Об'єм паливного	120	160	120

бака, л			
Габаритні розміри, мм:			
довжина	5800	5910	5920
ширина	2200	2230	2340
висота	3400	3480	3720
Мах глибина копання, м	5,5	5,93	5,7
Ціна без ПДВ, тис. грн.	2480,34	3571,00	3970,00

Вартість одного автомобіля в інвестиційній програмі 2022 року становить 2480,34 тис.грн без ПДВ.

Необхідність придбання відповідного екскаватора обґрунтовується тим, що в Товаристві все більше використовуються кабельні мережі, особливо при приєднанні нових споживачів, а їх прокладання напряму пов'язане із розриттям ґрунту. Так, на нашому підприємстві збільшуються обсяги робіт по приєднанню, обсяги ІІІ, у зв'язку з запровадженням стимулюючого тарифу, що в свою чергу призводить до збільшення обсягу прокладання кабельних мереж, різної напруги, тому доцільно додатково придбати техніку, що надасть можливість проводити відповідні роботи, а саме екскаватор JCB 3CX Sitemaster. Велика кількість приєднань виконується на території курортних зон та м. Херсона, а отже проводиться в стиснених умовах роботи, де неможливе використання великогабаритної техніки, в той же час Екскаватор JCB 3CX Sitemaster через свої незначні габарити надасть можливість проводити роботи своєчасно, якісно та повному обсязі.

На нашому підприємстві експлуатуються екскаватори сімейства EO-2621:

- EO-2621 Служба транспорту (Автоколони 1), рік випуску 1993р. Акт технічного стану №15.

Екскаватор JCB 3CX Sitemaster оснащений економічним дизельним двигуном Perkins 1004-40T (1004-42) з високою продуктивністю, що має чотири циліндри. Робочий об'єм двигуна - 4 л. Двигун дає пікову потужність (79-100 кінських сил) і великий крутний момент (320 (400) Нм) навіть при низьких оборотах двигуна, що дозволяє значно скоротити витрату палива без втрат продуктивності. Витрата палива екскаватора-навантажувача JCB 3CX за 1 годину роботи складає 8 літрів, на той час як у екскаватора EO-2621 витрата палива може перевищувати 10 літрів на годину. Планується забезпечити Західне Регіональне Управління Розподільчих Мереж.

Екскаватор JCB 3CX Sitemaster є більш економічний, швидший та продуктивніший, що дозволить своєчасно та без перешкод виконувати роботу.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2245.32 тис. грн (без ПДВ).

Індикатором виконання заходу є складений «Акт на списання автотранспортних засобів».

8. В 2021 році Товариство планує придбати Пересувну електротехнічну лабораторію (ЕТЛ) кабельну на базі автомобіля Peugeot Boxer 435 L3H2 (4x4 повний привід) для виготовлення ремонтно-будівельних монтажних робіт, обслуговування електричних установок АТ «Херсонобленерго».

Порівняльна характеристика автомобілів

Технічна характеристика	ГАЗ-66 ЭТЛ-10	ГАЗон NEXT	Peugeot Boxer New 440 L3H2
Колісна формула	4x4	4x2	4x4
Розмір шин	320/457	240/508	225 / 75 R16 C
Маса спорядженого автомобіля, кг	3470	4105	3 500
Повна маса автомобіля, кг	6770	8700	2530
Тип двигуна	Бензиновий	Бензиновий	Дизельний
Тип	Карбюраторний 4-тактний	Газовий, 4-х тактний. (Евро5)	Дизельний (Евро 4)
Марка	ГАЗ-53	ЯМЗ-534 CNG	P22DTE
Потужність, кВт (к.с.)	125 к.с.	148,8(109,5)	130 / 96 3 500
Коробка передач – механічна	4-ти ступінчаста	5-ти ступінчаста	6-ти ступінчаста
Передавальне число головної передачі	6,37	7,2	7,9
Паливний бак, л	210	110	90
Максимальна швидкість, км/г	80	100	100
Вартість, тис. грн. без ПДВ	1380,450	1405,700	2669,2

Вартість одного автомобіля в інвестиційній програмі 2022 року становить 2485,15 тис.грн без ПДВ.

Одним з найбільш важливих факторів підвищення рівня експлуатації електричних мереж є об'єктивна оцінка електрообладнання яка ґрунтується на результатах оцінки реальних характеристик і залишкового ресурсу електрообладнання. Щоб провести обстеження обладнання та якісно оцінити його стан необхідно сучасне діагностичне вимірювальне та випробувальне устаткування.

На теперішній час у Товариства є вісім пересувних електротехнічних лабораторій типу ЕТЛ-10 (надалі ЕТЛ-10), які проводять визначення місць пошкодження та випробування силових кабельних ліній АТ «Херсонобленерго». Шість з ЕТЛ знаходяться в експлуатації більше 25 років, прилади і обладнання ЕТЛ морально та фізично застарілі, що не дозволяє виконувати комплекс сучасних діагностичних заходів в повному обсязі.

Планується придбання нової ЕТЛ-10-К, яка оснащена комплексом сучасних приладів та обладнання що дозволяє швидко, точно та якісно проводити роботи з пошуку місць пошкоджень кабельних ліній (в тому числі з ізоляцією із зшитого поліетилену) для комплектації групи ІЗПВ, що обслуговує обладнання Херсонських ВДзРЕМ, замість ЕТЛ 10 виробництва НПО «Аналог» 1994 року, на базі автомобіля ГАЗ-66, держ. номер ВТ 4617 ВВ, знаходиться в експлуатації 27 років, (атестат невідповідності додається). У зв'язку з припиненням виробництва запасні частини для ремонту відсутні, ремонт економічно недоцільний, доцільно додатково придбати пересувну електротехнічну лабораторію (ЕТЛ) кабельну на базі автомобіля Peugeot Boxer 435 L3H2.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2366.81 тис. грн (без ПДВ).

Індикатором виконання заходу є складений «Акт на списання автотранспортних засобів».

9. В 2022 році Товариство планує придбати сідельний тягач МАЗ-643228-8520 з причепом МАЗ 938660-2054 і маніпулятором Кран-маніпулятор колінного типу РМ 11023 (або аналог) для виготовлення ремонтно-будівельних монтажних робіт, обслуговування електричних установок АТ «Херсонобленерго».

ТЕХНІЧНІ ВИМОГИ:

Технічні характеристики крана-маніпулятора:

Вантажопідйомність на максимальному вильоті, кг — 880

Вантажопідйомність на мінімальному вильоті, кг — 5300

Максимальний боковий виліт, м — 9,4

Порівняльна характеристика автомобілів

Технічні характеристики	МАЗ-643228-8520	КамаЗ-53215	Daewoo Novus
Повна маса автомобіля, кг	33150	19650	12670
Маса спорядженого автомобіля, кг	12150	8350	5570
Тип двигуна	Дизельний	Дизельний	Дизельний
Потужність двигуна, квт (л.с.)	316 (430)	176(240)	210(320)
Розмір шин	16.00R20	10.00R20	12.00R22.5
Максимальна швидкість	85	90	120
Об'єм паливного бака, л	500	500	400
Коробка передач	16 ступенчата механічна	10 ступенчата механічна	16 ступенчата механічна
Колісна формула	6x4	6x4	6x4
Габаритні розміри, мм:			
довжина	7520	7415	7745
ширина	2430	2500	2495
висота	3260	3470	3280
Вартість, тис. грн. без ПДВ	3900,00	4160,51	5116,23

Вартість одного автомобіля в інвестиційній програмі 2022 року становить 3900 тис.грн без ПДВ.

На нашому підприємстві використовуються сідельний тягач МАЗ 543240 2120 с причепом МАЗ 93866 який не передбачає в собі Кран-маніпулятор.

- МАЗ 543240 23120 Служба транспорту (Автоколони 1), рік випуску 2003р. [Акт технічного стану №17.](#)

Для можливості реалізації збільшених обсягів ПП (у зв'язку з запровадженням раб. тарифу), робіт по демонтажу, монтажу опор, трансформаторів, навантажувально - розвантажувальних робіт, щоб не залучати додатково кран, необхідно придбати сідельний тягач МАЗ-643228-8520 з причепом МАЗ 938660-2054 та маніпулятором Кран-маніпулятор колінного типу РМ 11023, що надасть можливість проводити роботи по переміщенню опор без застосування додаткових ТЗ (кранів), а отже призведе до економії коштів та часу. Планується забезпечити Західне Регіональне Управління Розподільчих Мереж.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2283.33 тис. грн (без ПДВ).

Індикатором виконання заходу є складений «Акт на списання автотранспортних засобів».

10. В 2022 році Товариство планує придбати Трактор МТЗ 80.1 з рециклером асфальтобетона ЕМ 350

Характеристика трактора

1. Модель двигуна - Д-240
2. Тяговий клас - 1,4 т.
3. Потужність (Дизель) - 59 (80) кВт / л. с.
4. Кількість передач вперед / назад - 18/4
5. Габарити трактора довжина / ширина / висота - 3815/1970/2470 мм.
6. Колія по переднім / заднім колесам - 1200-1800 / 1350-2100 мм.
7. Маса - 3160 кг.
8. Діапазон швидкостей - від 1,3 до 35 км / ч.
9. Агротехнічний просвіт - 470 мм.
10. Радіус повороту - 4,1 м.
11. Максимальна маса машини, 750кг.
12. Геометричний об'єм ємності, 0,6м³
13. Маса машини, 450кг
14. Потужність пальника, 100кВт / год
15. Продуктивність, 1,05тон / год
16. Температура готовності асфальтобетонної суміші, 150-200С
17. Термін служби, 8 років
18. Обслуговуючий персонал, 2 чол.

Вартість одного автомобіля в інвестиційній програмі 2022 року становить 683,33 тис.грн без ПДВ.

Для оптимізації виконання робіт по зніманню та укладанню асфальтного покриття та переробці знятого асфальту, для дотримання правил благоустрою населених пунктів та оперативного відновлення новозбудованих об'єктів, доцільно придбати Трактор МТЗ 80.1 з рециклером асфальтобетона ЕМ 350, що в свою чергу надасть можливість скоротити строки проведення відновлювальних робіт та їх вартість. Планується забезпечити Західне Регіональне Управління Розподільчих Мереж.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 683.33 тис. грн (без ПДВ).

Індикатором виконання заходу є складений «Акт на списання автотранспортних засобів».

11. В 2022 році Товариство планує придбати ГАЗон Некст

Порівняльна характеристика автомобілів

Технічна характеристика	ГАЗ-66 ЭТЛ-10	ГАЗон NEXT	КамАЗ-4308
Колісна формула	4x4	4x2	4x2
Розмір шин	320/457	240/508	245/70 R19,5
Маса спорядженого автомобіля, кг	3470	4105	5850
Повна маса автомобіля, кг		8700	11500
Тип двигуна	Карбюраторний 4-тактний	Газовий, 4-х тактний. (Евро5)	Дизельний (Евро 3)
Потужність, кВт (к.с.)	134/125	148,8/109,5	131/178
Коробка передач – механічна	4-ти ступінчаста	5-ти ступінчаста	6-ти ступінчаста
Передавальне число головної передачі	6,37	6,8	7,6
Паливний бак, л	210	110	210
Максимальна швидкість, км/г	80	100	105
Вартість, тис. грн. без ПДВ	1380,450	1405,700	2669,2

На нашому підприємстві експлуатуються автомобілі сімейства:

- ГАЗ-САЗ 3508, держ номер ВТ8776АТ Служба транспорту (Херсон) 1990р., Дефектний Акт № 107164, 106843,
- ГАЗ-САЗ 3507, держ номер ВТ3347АТ Служба транспорту (Херсон) 1989р., Дефектний Акт № 101096, 103017, 104265, 107543
- ГАЗ-САЗ 3507, держ номер ВТ5062АМ Служба транспорту (Херсон) 1988р., Дефектний Акт № 107553

Автомобілі експлуатуються вже багато років, за час експлуатації кузова та лако-фарбове покриття були зруйновані корозією. Через експлуатацію в важких дорожніх умовах несучі конструкції кузова втратили свою жорсткість, що значно погіршує ходові якості автомобілів. На даний момент майже всі двигуни потребують проведення капітального ремонту, що потребує значних капіталовкладень до 30000 грн. за ремонт одного двигуна. Також за більш ніж 30 років експлуата-

ції, потребують ремонт майже все всі агрегати та ходова частина автомобіля. Відновлюваний ремонт автомобілів потребує вкладення значних коштів та ресурсів. Автомобілі ГАЗ-САЗ фізично та морально застаріли, тому подальша експлуатація даних автомобілів є недоцільною. За останній рік, автомобіль ГАЗ-САЗ 3508, держ номер ВТ8776АТ ремонтувався неодноразово. Було відремонтовано ходову частину, двигун, зчеплення, коробка зміни передач. Акти дефектування за період з 01.08.2020 по 01.08.2021 додаються.

За останній рік, автомобіль ГАЗ-САЗ 3507, держ номер ВТ3347АТ ремонтувався неодноразово. Було відремонтовано ходову частину, двигун, зчеплення, коробка зміни передач, паливна система. Акти дефектування за період з 01.08.2020 по 01.08.2021 додаються

ГАЗон Некст це сучасний автомобіль якій забезпечить економію палива, безпеку на дорозі, надійність, універсальність. На нашому підприємстві у зв'язку зі збільшенням обсягу будівельно — монтажних робіт пов'язаних із новим приєднанням та виконанням ІІ, доцільно придбати, новий ТЗ, а саме ГАЗон Некст з трьохстороннім розвантаженням.

ГАЗон Некст обладнано дизельним двигуном 4,4л що споживає 14-16л дизельного палива на 100км на відміну 24-26л. ГАЗ-САЗ. Економія пального в середньому складатиме 1200л(40000грн) в рік. Моторесурс дизельного двигуна 500тис. км, що значно краще 250тис. км моторесурсу двигуна ГАЗ САЗ. Планується забезпечити Західне Регіональне Управління Розподільчих Мереж.

Вартість одного автомобіля в інвестиційній програмі 2022 року становить 1158,33 тис.грн без ПДВ.

Загальний очікуваний економічний ефект від заміни одного ГАЗ-САЗ за рік:

- економії витрат на паливно-мастильні матеріали – 40,00 тис.грн. без ПДВ.

- зменшення витрат на технічне обслуговування і ремонт – 60,00 тис.грн. без ПДВ.

- зменшення затрат на закупівлю автомобільних шин за рахунок збільшення їх норми пробігу – 0,00 тис.грн. без ПДВ.

- зменшення інших витрат – 30,00 тис.грн. без ПДВ.

Сукупний економічний ефект від впровадження заходу:

$40.0+60.0+0.0+30.0=130$ тис. грн.

Окупність, роки:

Вартість заходу/Сукупний економічний ефект від впровадження заходу= $1158,33/130=8,9$ років

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1158.33 тис. грн (без ПДВ).

Індикатором виконання заходу є складений «Акт на списання автотранспортних засобів».

VII. Інше

1. Бензо-генератор ENERSOL SG-5500S 5,5 кВт (або аналог)

На даний момент у АТ “Херсонобленерго” в експлуатації знаходяться 7 дизель-генераторів випуску 1970-1971 років, встановлені на ДП Херсонського ВДЗРМ та ДП Каховського ВДЗРМ та 5 одиниць на ПС-154 кВ. З 2005 року придбані та встановлені 11 нових дизель-генераторів:

- на ДП Товариства дизель-генератор потужністю 16 кВт.
- На ДП Н-Каховського ВДЗРМ потужністю 4,5 кВт.
- На ДП Бериславської дільниці потужністю 4,5 кВт.
- На ДП Олешківського ВДЗРМ потужністю 4,5 кВт.
- На ПС-154 кВ “Н-Алексеевка” потужністю 4,5 кВт.
- На ПС-154 кВ “Трифоновка” потужністю 4,5 кВт.
- На ПС-154 кВ “Посад-Покровская” потужністю 4,5 кВт.
- На ПС-154 кВ “ГНС КОС” потужністю 4,5 кВт.
- На ПС-154 кВ “Дудчино” потужністю 4,5 кВт.
- На ПС-154 кВ “Промбаза” потужністю 4,5 кВт.
- На ПС-154 кВ “Цюрупинская” потужністю 4,5 кВт.
- На ПС-150 кВ “Никольская” потужністю 4,5 кВт.
- На ДП Каховського ВДЗРМ потужністю 4,5 кВт.

Для забезпечення безперебійного живлення всього комплексу устаткування зв'язку, телемеханіки, АСКОЕ, АСДТУ й АСУТП на ДП ВДЗРМ та ПС-154 кВ згідно „Довгострокового плану технічного розвитку, переоснащення та модернізації об'єктів електричних мереж 0,4-150 кВ на період 2016-2020 роки” було передбачене придбання і монтаж 12 дизель-генераторів автоматичних та акумуляторів для безперервного живлення засобів радіозв'язку.

На нараді Мінпаливенерго при опрацюванні причин та наслідків відключення електроенергії системного характеру в Криму у 2011 р. був зроблений акцент на питанні наявності на енергооб'єктах засобів резервного електроживлення засобів АСДУ. При довгостроковому відключенні електроенергії не велись навіть записи диспетчерських переговорів, так як архіватори мови були знеструмлені.

Враховуючи, що АТ “Херсонобленерго” розпочало встановлення замість застарілих (не активних) диспетчерських схем оперативного керування, сучасні системи відображення оперативно-диспетчерської інформації, т.з. відео-стіни, разом з необхідним для її функціонування серверним обладнанням. Вкрай необхідно забезпечити це обладнання резервним джерелом живленням, встановлення бензо-генераторів ENERSOL SG-5500S з системою автоматичного запуску та вводу резерву, забезпечить надійне живлення диспетчерського

пункту, що дозволить оперативному персоналу у повної мірі використати надані йому засоби зв'язку та враховуючи оперативну ситуацію яка відображається на відео-стені, локалізувати аварійну ситуацію та в найкоротший термін відновити енергопостачання.

Інвестиційною програмою АТ “Херсонобленерго” на 2022 р. заплановано придбання двох бензо-генераторів ENERSOL SG-5500S які добре зарекомендували себе на споживчому ринку України та встановити для резервного живлення ПС-150 кВ ”Рубановка” та диспетчерського пункту В.Лепетиського ВДЗРМ.

При виборі типів обладнання, що закупається, перевага була віддана генераторам з бензиновими двигунами. Вони відрізняються від дизельних економічністю, великим строком служби, високими енергетичними показниками, широким діапазоном робочих температур (що особливо важливо при їх експлуатації на ПС), наявністю автоматичного вводу резерву і представлені на ринку багатим вибором сучасних моделей.

№	Найменування обладнання	Кількість (шт.)	Ціна (тис.грн.) без ПДВ	Сума (тис.грн.) без ПДВ
1	Бензо-генератор ENERSOL SG-5500S 5,5 кВт (або аналог)	2	20,622	41,244
ВСЬОГО:				41,244

Наявність на об'єктах електроенергетики засобів аварійного електроживлення є обов'язковою вимогою „Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж”.

Експлуатація сучасного обладнання зв'язку і обчислювальних систем АСУ потребує значної уваги до якості і безперебійності електроживлення. Ефективність використання зв'язку і АСУ без надійних засобів резервного безперебійного електроживлення буде дуже низькою за рахунок простоїв та втрат інформації в комп'ютерних системах автоматизованого управління.

Усе перераховане вище підвищить надійність зв'язку усередині Товариства та підвищить оперативність дії системи диспетчерського контролю та управління і роботу структурних підрозділів.

**Техніко-економічне обґрунтування придбання бензо-генератору
ENERSOL
(або аналог) 5,5 кВт**

Для забезпечення безперебійного живлення всього комплексу устаткування зв'язку, телемеханіки, АСКОЕ, АСДТУ й АСУТП на ДП РЕЗ і ЕМ та ПС-154 кВ згідно „Довгострокового плану технічного розвитку, переоснащення та модернізації об'єктів електричних мереж 0,4-150 кВ на період 2021-2025 роки” було передбачене придбання і монтаж 10 дизель-генераторів автоматичних та акумуляторів для безперервного живлення засобів радіозв'язку.

Враховуючи, що АТ “Херсонобленерго” розпочало встановлення замість застарілих (не активних) диспетчерських схем оперативного керування, сучасні системи відображення оперативно-диспетчерської інформації, т.з. відео-стіни, разом з необхідним для її функціонування серверним обладнанням ОІК. Вкрай необхідно забезпечити це обладнання резервним джерелом живленням, встановлення бензо-генераторів ENERSOL SG-5500S 5,5 кВт з системою автоматичного запуску та вводу резерву, забезпечить надійне живлення диспетчерського пункту, що дозволить оперативному персоналу у повної мірі використати надані йому засоби зв'язку та враховуючи оперативну ситуацію яка відображається на відео-стені, локалізувати аварійну ситуацію та в найкоротший термін відновити енергопостачання. 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 Товариства, 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).

До додаткових отриманих переваг від автоматичного збереження інформації та дистанційного доступу до неї можна віднести:

- економію палива для транспорту;
- економію часу.

У середньому за досвідом Товариства, економія палива для транспорту за рахунок встановлення одного джерела резервного живлення, яке забезпечить надійне живлення диспетчерського пункту, каналів зв'язку та серверного обладнання ОІК, що в свою чергу дозволить оперативному персоналу повною мірою використати надані йому засоби зв'язку та враховуючи оперативну ситуацію яка відображається на відео-стені, локалізувати аварійну ситуацію та в найкоротший термін відновити енергопостачання. дорівнює у середньому за рік

9 539 грн. (7 949 грн без ПДВ). Сума вигод від впровадження заходу буде становить 7949 грн без ПДВ.

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$T_{ок.} = K_{заг} / E_{заг} = 20,622 / 7,95 = 2,59 \text{ р.}$$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 32.16 тис. грн (без ПДВ).

2. Вимірювач параметрів каналів тональної частоти ТЧ-ПРО (або аналог)

При проведенні налагодження та ремонту устаткування підрозділами ЗДТУ використовують застарілі вимірювальні прилади 70-х-80-х років випуску, технічні характеристики, яких не відповідають сьогоденним вимогам. Перелік працездатних приладів дуже обмежений.

СЗДТУ має:

- 5 осцилографів типу С1-68, С1-72, С1-76 випуску 1974-1984рр.;
- 2 генераторів ВЧ сигналів типу Г4-116, Г4-102 випуску 1978-1988рр.;
- 5 генераторів НЧ сигналів типу Г3-56, Г3-102, Г3-109 випуску 1978-1987рр.;
- 2 частотоміри типу Ч3-34, Ч3-54 випуску 1973-1983 рр.;
- 5 мілівольтметрів типу В3-38, В3-39, випуску 1977-1986 рр.;
- 3 вольтметри типу В7-16, В7-26 випуску 1977-1988 рр.

До цього слід додати декілька осцилографів лампового зразку виробництва колишньої ВНР.

В межах виконання Інвестиційної програми розвитку Товариства у 2006 та 2013 році було придбано два сучасних вимірювальних прилади, а саме кабельний вимірювач „ИРК ПРО АЛЬФА” та кабельний трасо-дефектошукач „ПОИСК-210Д” а також прибор ТЧ-ПРО який є наступником П-321.

Вищевказані прилади розташовані на ремонтних ділянках ЗДТУ Товариства та Херсонського ВД з РМ. На інших ділянках ЗДТУ в ВД з РМ контрольно-вимірювальні прилади практично відсутні.

Ремонт несправних приладів неможливий через відсутність застарілих комплектуючих і високої вартості роботи, тому є економічно недоцільним.

Однак водночас з встановленням нового цифрового обладнання радіорелейного зв'язку що встановлюється в Н-Каховському ВД з РМ та потребує підключення до обладнання ВЧ зв'язку та телемеханіки яке експлуатується і використовує ТЧ канали зв'язку на всіх ПС-154 кВ та великій

кількості ПС-35 кВ. Проводити роботи по ремонту та налагодженню подібної апаратури неможливо без спеціального устаткування. Вимірювальне обладнання радянських часів типу П-321, що використовувалося раніше, настільки зношене, що навіть не проходить метрологічну атестацію.

Усе вищесказане приводить до зниження надійності зв'язку та якості роботи обладнання внаслідок збільшення часу на ремонт і зниженні якості ремонту засобів радіозв'язку, телемеханіки, каналотворюючої апаратури.

З метою економії коштів та часу при виконанні ремонту обладнання зв'язку та ТМ, для проведення якісного ремонту та експлуатаційного обслуговування обладнання ЗДТУ необхідно придбати у 2022 році обладнання для вимірювання параметрів каналів тональної частоти:

№	Найменування обладнання	Кількість (шт.)	Ціна (тис.грн. без ПДВ)	Сума (тис.грн. без ПДВ)
1	Вимірювач параметрів каналів тональної частоти ТЧ-ПРО.	2	23,250	46,50
ВСЬОГО:				46,50

Техніко-економічне обґрунтування придбання вимірювача параметрів каналів тональної частоти ТЧ-ПРО (або аналог).

На даний час на балансі та технічному обслуговуванні АТ «Херсонобленерго» знаходиться 114 каналів тональної частоти що організовано у апаратурі проводового ВЧ зв'язку та обладнанні технологічного керування, 180 каналів тональної частоти що організовано у апаратурі радіорелейного зв'язку. Для здійснення вимірювання параметрів каналів тональної частоти у СЗДТУ використовувався прилад П-321, вимірювальне обладнання виробництва радянських часів, воно настільки зношене, що навіть не проходить метрологічну атестацію та використовується як індикатор, це призводить до зниження якості налагодження засобів радіозв'язку, телемеханіки, каналотворюючої апаратури через яку здійснюється створення каналів тональної частоти. Це в свою чергу призводить до зменшення надійності зв'язку та якості роботи апаратури внаслідок збільшення часу на ремонт та налагодження обладнання.

Збільшення часу ремонту обладнання не дозволяє оперативному персоналу повною мірою використати надані йому канали зв'язку та враховуючи оперативну ситуацію своєчасно отримати інформацію про аварійну ситуацію, що приводить до збільшення терміну відновлення енергопостачання.

Зважаючи, що вартість робіт сторонньої організації з проведення планових вимірювань параметрів одного каналу у кабелі зв'язку становить 50 грн без ПДВ, тоді при загальної кількості у 294 каналів, вартість тільки планових робіт становить 14700 грн без ПДВ. Сума вигод від впровадження заходу буде становить 14700 грн без ПДВ.

З метою економії коштів та часу при виконанні ремонту обладнання зв'язку та ТМ, для проведення якісного ремонту та експлуатаційного обслуговування обладнання ЗДТУ необхідно придбати у 2022 році обладнання для вимірювання параметрів каналів тональної частоти ТЧ-ПРО вартістю 46500 грн без ПДВ. :

Таким чином термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$T_{ок.} = 46500 / 14700 = 3,16 \text{ р.}$$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 34.12 тис. грн (без ПДВ).

3. Кабельний тестер Softing CableMaster 850 у комплекті з аксесуарами (або аналог)

У зв'язку зі збільшенням обсягів робіт при встановленні та обслуговуванні систем відеоспостереження, охоронної сигналізації та доступу службою ЗДТУ на підстанціях та у адмінбудівлях Товариства є необхідність у спеціальному приладі для перевірки стану кабельних ліній, як аналогових - на коаксіальному кабелі, так й цифрових - з передачею даних по FTP, UTP кабелям. При проведенні налагодження та ремонту систем відеоспостереження, охоронної сигналізації та доступу службою ЗДТУ використовується кабельний тестер (ТЕСТЕР КАБЕЛЬНИЙ RJ-45, RJ-12 + BNC), який перевіряє тільки цілісність кабелю на пошкодження, але не визначає місце та тип пошкодження.

Кабельний тестер Softing CableMaster 850 дасть змогу проводити аналіз пошкодження кабельних мереж та аналогових ліній з точним вказанням між жильного опору, типом пошкодження та на якій довжині присутнє пошкодження кабелю, і на якій жилі. Також є можливість перевірки потужності POE блоку живлення на витривалість, що дає можливість вчасно передбачити вихід обладнання відеоспостереження з ладу. Також за допомогою цього приладу можлива перевірка обладнання на відгук по мережі з отриманням його IP-адреси, які підключені з іншого кінця лінії, що дає змогу отримувати чітку інформацію з логічного побудування мережі для виявлення несправного обладнання.

Маючи такий прилад можна зменшити час у декілька разів на пошук пошкодженого вузла або мережевого кабелю та зменшить час простоювання системи відеоспостереження чи охоронної сигналізації в цілому.

З метою економії часу при виконанні пошуку та ремонту обладнання системи відеоспостереження та охоронної сигналізації, для проведення якісного технічного обслуговування обладнання ЗДТУ необхідно придбати у 2022 році кабельний тестер Softing CableMaster 850:

№	Найменування обладнання	Кількість (шт.)	Ціна (тис.грн. без ПДВ)	Сума (тис.грн.без ПДВ)
1	Кабельний тестер Softing CableMaster 850 у комплекті з аксесуарами (або аналог)	1	52,88	52,88
ВСЬОГО:				52,88

Техніко-економічне обґрунтування придбання кабельного тестеру Softing CableMaster 850 у комплекті з аксесуарами (або аналог)

На даний час на технічному обслуговуванні СЗДТУ АТ «Херсонобленерго» знаходиться 47 системи відеспостереження та 347 систем охоронної сигналізації ПС-150кВ, ПС-35кВ та ТП-6(10)кВ, що організовані на з'єднуванні усіх компонентів системи за рахунок кабельних каналів (аналогових чи цифрових). Для технічного обслуговування кабельних ліній (окрім пошуку їх несправностей) потрібно вимірювати їх параметри, та у разі зменшення їх фізичних властивостей — проводити заміну. Не проведення заміни дефектованих кабельних мереж призводить до збільшення кількості помилкових спрацювань системи охоронної сигналізації, а у системах відеоспостереження — зменшення якості зображення, що в свою чергу призводить зниження функціональних можливостей системи в цілому — отримання черговим охоронної служби Товариства достовірної та своєчасної інформації про спрацювання систем.

Зважаючи, що вартість робіт сторонньої організації з проведення таких вимірювань параметрів одного кабелю зв'язку становить 50 грн без ПДВ, тоді при загальної планової кількості кабелів у 480шт, що потребують замірів у рік, вартість тільки планових робіт становить 24000 грн без ПДВ. Сума вигод від впровадження заходу буде становить 24000 грн без ПДВ.

З метою економії коштів та часу при виконанні дефектуванні кабелів зв'язку систем відеоспостереження та охоронної сигналізації та пошуку їх несправностей, для проведення подальшого ремонту, необхідно придбати у 2022 році кабельний тестер Softing CableMaster 850 вартістю 52880 грн без ПДВ. :

Таким чином термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$T_{ок.} = 52880 / 24000 = 2,20 \text{ р.}$$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 30.75 тис. грн (без ПДВ).

4-5. Колонки насадочні для хроматографа Кристалл 2000М
Haye Sep №80/100, CaO 0,2/0,4мм або аналог

Хроматографічний комплекс на базі газового хроматографу «Кристалл-2000М», призначений для проведення хроматографічних аналізів газів розчинених в трансформаторному маслі (ХАРГ).

Проведення випробувань регламентується СОУ-Н ЕЕ 46.302:2006 "Підготовка та проведення хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі маслонаповненого електрообладнання", СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 «Діагностика маслонаповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі».

Колонки насадочні для хроматографа «Кристал 2000М», призначені для поділу та ідентифікації газів розчинених в трансформаторному маслі, в процесі експлуатації вичерпують свій ресурс та втрачають властивості.

Необхідні для використання колонки двох типів:

- колонка насадочна з наповнювачем (адсорбент) Haye Sep №80 / 100, загальна довжина 3,0 м, внутрішній діаметр 2,0 мм, діаметр муфти для підключення 5,5 мм.

- колонка насадочна з наповнювачем (адсорбент) CaO 0,2 / 0,4 мм, загальна довжина 3,0 м, внутрішній діаметр 3,0 мм, діаметр муфти для підключення 5,5 мм.

Термін експлуатації колонок становить орієнтовно 6 місяців (в залежності від об'єму виконання робіт та якості трансформаторного масла).

Необхідність на 1 рік — 4 комплекти колонок (4 колонки Haye Sep, 4 колонки CaA.) враховуючи наявність в СІЗПВ двох хроматографів.

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна комплекту (2 колонки)	тис. грн.	15
Кількість комплектів в рік	шт.	4
Кількість аналізів на рік	шт.	480
Вартість роботи на стороні	тис. грн.	1,525

Розрахунок:

Вартість робіт: 480 (кількість аналізів) × 0,43 (тис.грн) = 206,4 тис. грн.

Вартість обладнання: 4 × 15,0 (тис.грн) 60,0 тис. грн.

Термін окупності чотирьох комплектів:

79,05 / 206,4 = 0,38 року.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 69.12 тис. грн (без ПДВ).

6. Інфрачервоний термометр Flir TG54 (-30....+650)°C або аналог

Проведення тепловізійного (пірометричного) діагностування електрообладнання регламентується СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 «Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і повітряних ліній електропередачі засобами інфрачервоної техніки».

Найбільш масовим об'єктом тепловізійного (пірометричного) контролю в електроустановках є контактні з'єднання у відкритих і закритих розподільних пристроях. Встановлений наступний розподіл дефектів по контактах: болтові з'єднання - 48 %: спресованих - 6 %, зварних швів - 2 %, контакти роз'єднувачів - 43 %, провідники і кабельні мережі - 1 %.

За результатами проведеного оціночного аналізу складових індексу середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні системи м. Херсона (SAIDI) було виявлено, що використання тепловізійного (пірометричного) контролю стану обладнання в мережах середньої та низької напруги компанії призведе до зниження вказаного індексу щонайменше на 20 відсотків, що значно поліпшить рівень надійності (безперервності) електропостачання, комерційну якість надання послуг з розподілу електричної енергії та якість електричної енергії.

На теперішній час в Н.Каховській дільниці в наявності один прилад на три бригади, також використовується по одному приладу на Чаплинську та Каланчацьку дільниці СІЗПВ, на Лепетиську та В.Рогачицьку дільниці СІЗПВ. Враховуючи велику відстань між дільницями використовувати один прилад на дві дільниці не є ефективним.

У відповідності до вищевказаного планується придбання трьох інфрачервоних термометрів Flir TG54, призначених для безконтактного вимірювання температури поверхонь і з'єднань без відключення електрообладнання.

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна інфрачервоного термометра Flir TG54	тис. грн.	5,0
Кількість приладів	шт.	3
Кількість вимірювань на рік	шт.	402
Середня вартість роботи на стороні	тис. грн.	1,504

Розрахунок:

Сума заощаджень:
 $402 \times 1,504 = 604,608$ тис.грн.

Термін окупності:
 $21,68 / 604,608 = 0,04$ року.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 14.22 тис. грн (без ПДВ).

7. Професійний високоточний TRMS мультиметр Gossen Metrawatt — Metrahit tech або аналог

Професійні високоточні мультиметри використовуються для проведення вимірювань електричного опору ланцюгів різних частин електрообладнання при повністю знятої напрузі у широкому діапазоні вимірюваної величини.

Проведення вимірювань електричного опору, які регламентуються

ГОСТ 3484.1-88 "Методи електромагнітних випробувань" та СОУ-Н ЕЕ 20.302:2020 "Норми випробування електрообладнання", у АТ "Херсонобленерго" виконуються за допомогою комплекту обладнання (блок живлення (акумулятор), міст постійного струму Р-333). Мости постійного струму Р-333 морально та фізично застаріли (випуску 60-х років минулого сторіччя), виробництво заводом-виробником (ВО Краснодарський завод вимірювальних приладів) припинено, запасні частини відсутні. Довідка про непридатність засобу вимірювальної техніки додається.

Використання професійних високоточних мультиметрів дозволяє підвищити точність вимірювань опорів обмоток силових та вимірювальних трансформаторів 150 кВ, що дуже важливо при виконанні раннього діагностування стану обладнання. Виходячи з особливостей вимірювань об'єктів, до приладів необхідно застосовувати наступні вимоги:

- точність вимірювань змінного струму та напруги не гірше 0,5. Необхідно використовувати не менше 5 значущих цифр на дисплеї. Повинен бути забезпечений тривалий перебіг струму 10А без необхідності перерви на охолодження. Вимірювання приладом повинно бути здійснене з перетворенням Фур'є і використанням методу TrueRMS;

- точність вимірювань постійного струму не гірше ніж 0,2. Треба використовувати 5-6 значущих цифр на дисплеї. Повинний бути забезпечений тривалий перебіг струму 10А без необхідності перерви на охолодження.

Планується придбання восьми високоточних мультиметрів для комплектації бригад з випробувань та вимірювань трансформаторного електрообладнання СІЗПВ, бригад ГІЗПВ СІЗПВ.

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна приладу	тис. грн.	20
Кількість приладів,	шт.	8

Середня кількість вимірювань на рік обладнання 150 кВ	шт.	25
Середня кількість вимірювань на рік обладнання 35 кВ	шт.	143
Середня вартість роботи на стороні	тис. грн.	1,95

Розрахунок:

$$25 \times 1,95 = 48,75; \quad 143 \times 1,95 = 278,85 \text{ тис. грн.}$$

Сума заощаджень:

$$48,75 + 278,85 = 327,6 \text{ тис. грн.}$$

Термін окупності восьми приладів:

$$158,40 / 327,6 = 0,5 \text{ року.}$$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 148 тис. грн (без ПДВ).

8. Вимірювач параметрів ізоляції (ємність та діелектричні втрати) високовольтний автоматичний СА7100-2

Мост змінного струму високовольтний з автоматичним врівноваженням та вибором меж вимірювання СА-7100 (або аналог) призначений для вимірювань тангенсу кута діелектричних втрат та ємності високовольтної ізоляції (високовольтні уводи трансформаторів та масляних вимикачів, обмотки силових трансформаторів).

Проведення вимірювань тангенсу кута діелектричних втрат та ємності високовольтної ізоляції, які регламентуються ГОСТ 3484.3-88 "Методи вимірювань електричних параметрів ізоляції" та СОУ-Н ЕЕ 20.302:2020 "Норми випробування електрообладнання". Наявний мост СА-7100 2005 року виготовлення не пройшов метрологічну атестацію (довідка щодо непридатності надається), ремонту не підлягає.

В порівнянні з приладами аналогічного призначення СА-7100 має наступні переваги:

- компактність;
- висока точність вимірювань;
- безпека при виконанні робіт (відсутній гальванічний зв'язок між високовольтним блоком і блоком індикації);
- наявність вбудованого високовольтного зразкового конденсатору;
- автоматизація методів вимірювань тангенсу кута діелектричних втрат та ємності високовольтної ізоляції та виключення суб'єктивності оцінки (похибки оператора).

Придбання моста СА-7100 дозволить підвищити якість та точність вимірювань тангенсу кута діелектричних втрат та ємності високовольтної ізоляції які є найбільш важливими показниками стану високовартісного обладнання, і як наслідок, безаварійність його експлуатації, надійне та безперебійне електропостачання споживачів.

Планується придбання одного приладу для комплектації бригади з

вимірювань ПС 150-35 кВ Н. Каховського регіону.

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна приладу	тис. грн.	307,67
Кількість приладів,	шт.	1
Середня кількість вимірювань на рік обладнання 150 кВ	шт.	35
Вартість роботи на стороні	тис. грн.	0,598
Середня кількість вимірювань на рік обладнання 35 кВ	шт.	280
Вартість роботи на стороні	тис. грн.	0,319

Розрахунок:

Витрати на вимірювання обладнання 150 кВ на рік:

$$35 \times 0,598 = 20,93 \text{ тис.грн}$$

Витрати на вимірювання обладнання 35 кВ на рік:

$$280 \times 0,319 = 89,32 \text{ тис.грн}$$

- Сума заощаджень:

$$20,93 + 89,32 = 110,25 \text{ тис.грн}$$

Термін окупності:

$$362,50 / 110,25 = 2,3 \text{ року.}$$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 234.36 тис. грн (без ПДВ).

9. Вимірювач опору обмоток трансформаторів мікроміліомметр ММО-40 або аналог

Мікроміліомметр ММО-40 або аналог призначений для проведення вимірювань електричного опору ланцюгів різних частин електрообладнання при повністю знятої напрузі у широкому діапазоні вимірюваної величини.

Проведення вимірювань електричного опору, які регламентуються

ГОСТ 3484.1-88 "Методи електромагнітних випробувань" та СОУ-Н ЕЕ 20.302:2020 "Норми випробування електрообладнання", у АТ "Херсонобленерго" виконуються за допомогою комплексу обладнання (блок живлення (акумулятор), міст постійного струму Р-333). Мости постійного струму Р-333 морально та фізично застаріли (випуску 60-х років минулого сторіччя), виробництво заводом-виробником (ВО Краснодарський завод вимірювальних приладів) припинено, запасні частини відсутні. Довідка про непридатність засобу вимірювальної техніки додається.

Мікроміліомметр ММО-40 дозволяє автоматизувати методи вимірювання опорів обмоток силових та вимірювальних трансформаторів 10 - 35 кВ,

виключити суб'єктивність оцінки (похибку оператора) та підвищити точність вимірювань, що дуже важливо при виконанні раннього діагностування обладнання.

Планується придбання трьох приладів ММО-40 для комплектації бригад з випробувань та вимірювань трансформаторного електрообладнання СІЗПВ, бригади ГІЗПВ м. Херсона.

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна приладу	тис. грн.	53,5
Кількість приладів,	шт.	4
Середня кількість вимірювань на рік обладнання 150 кВ	шт.	25
Середня кількість вимірювань на рік обладнання 35 кВ	шт.	143
Середня вартість роботи на стороні	тис. грн.	1,95

Розрахунок:

$$25 \times 1,95 = 48,75;$$

$$143 \times 1,95 = 278,85 \text{ тис. грн.}$$

Сума заощаджень:

$$48,75 + 278,85 = 327,6 \text{ тис. грн.}$$

Термін окупності чотирьох приладів:

$$199,50 / 327,6 = 0,6 \text{ року.}$$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 33.33 тис. грн (без ПДВ).

10. Комплект багатофункціональний вимірювальний К-540-3 або аналог

Багатофункціональний комплект для вимірювання параметрів силових трансформаторів К-540-3 призначений для вимірювання струму, напруги та потужності в однофазних і трифазних трьохпровідних і чотирьохпровідних мережах змінного струму при рівномірному і нерівномірному навантаженні фаз, дозволяє також проводити виміри коефіцієнту трансформації, втрат неробочого ходу при малій напрузі, повного опору короткого замикання обмоток силових та вимірювальних трансформаторів. Враховуючи можливість проведення вимірювань втрат неробочого ходу в трьохфазних трансформаторах за номінальної напруги збудження як в умовах лабораторії, так і у "польових" умовах, придбання приладу К-540-3 дозволить організувати здійснення контролю відповідності трансформаторного обладнання вимогам "Технічного регламенту щодо вимог до екодизайну для малих, середніх та великих силових трансформаторів" затвердженої Постановою КМУ №152 від 27.02.2019р.

Проведення вищенаведених вимірювань, які регламентуються СОУ-Н ЕЕ

20.302:2020 "Норми випробування електрообладнання" на теперішній час виконуються за допомогою приладу К-505.

Прилади К-505 морально та фізично застаріли (випуску 70-х років минулого сторіччя), виробництво заводом-виробником (Київський завод «Точелектроприбор») припинено, запасні частини відсутні, ремонт пошкоджених внаслідок тривалої експлуатації приладів неможливий.

Планується придбання приладу К-540-3, задля комплектації бригади з випробувань та вимірювань електрообладнання ПС 35 -150 кВ Н. Каховської групи ІЗПВ, замість того, що вийшов з ладу внаслідок тривалої експлуатації (довідка про непридатність додається).

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна приладу	тис. грн.	83,79
Кількість приладів,	шт.	1
Середня кількість вимірювань на рік обладнання 150 кВ	шт.	48
Середня кількість вимірювань на рік обладнання 35 кВ	шт.	118
Вартість роботи на стороні	тис. грн.	0,42

Розрахунок:

$$48 \times 0,42 = 20,16;$$

$$118 \times 0,42 = 49,56 \text{ тис. грн.}$$

Сума заощаджень:

$$120,16 + 49,56 = 69,72 \text{ тис. грн.}$$

Термін окупності:

$$83,79 / 69,72 = 1,23 \text{ року.}$$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 106.4 тис. грн (без ПДВ).

11. Джерело стабілізованого живлення постійного струму Д-24-20-01А (0-30В, 0-20А) або аналог

Джерело стабілізованого живлення використовується під час проведення вимірювань діагностичних параметрів силових та вимірювальних трансформаторів 35-150 кВ в експлуатації та після капітальних ремонтів. Джерело має захист від короткого замикання та перевантаження і може також використовуватися для зарядки зовнішніх резервних акумуляторів, які використовуються для забезпечення працездатності вимірювальних приладів.

Джерело відповідає технічним умовам ТУ У-1497468.001-95 і сертифікату N°UA1.018.08138-96.

Відмінні особливості виробу:

- висока стабільність вихідної напруги і струму;

- можливість цілодобової роботи;
- оптимальний (бережливий) режим зарядки резервних акумуляторів;
- можливість встановлення вихідного струму від нуля до максимального значення;
- можливість роботи з акумулятором вітчизняного та імпортного виробництва;
- висока надійність та пожежонебезпечність;
- порівняно незначні габарити і маса.

Планується придбання трьох приладів Д-24-20-01А для комплектації бригад ІЗПВ які здійснюють діагностику стану трансформаторів 35-150 кВ.

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна приладу	тис. грн.	10,30
Кількість приладів	шт.	3
Середня кількість вимірювань на рік обладнання 150 кВ	шт.	25
Середня кількість вимірювань на рік обладнання 35 кВ	шт.	143
Середня вартість роботи на стороні	тис. грн.	1,95

Розрахунок:

$$25 \times 1,95 = 48,75;$$

$$143 \times 1,95 = 278,85 \text{ тис. грн.}$$

Сума заощаджень:

$$48,75 + 278,85 = 327,6 \text{ тис. грн.}$$

Термін окупності трьох приладів:

$$30,89 / 327,6 = 0,09 \text{ року.}$$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 20.1 тис. грн (без ПДВ).

12. Аквадистилятор DE-10 (або аналог)

Дистилятор електричний ДЕ-10 призначений для виробництва дистильованої води, що використовується хімічною лабораторією для приготування реактивів, необхідних для визначення характеристик трансформаторного масла маслonaповненого обладнання товариства проведення яких регламентується СОУ-Н-ЕЕ 43-101:2009 «Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості».

Планується придбання одного аквадистилятора замість аналогічного, що вийшов з ладу внаслідок тривалої експлуатації. Акт обстеження додається.

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна приладу	тис.грн	23,60
Кількість приладів,	шт.	1
Необхідність на рік	літр	2400
Вартість літру	тис. грн.	0,008

Розрахунок:

Вартість робіт:

$$0,008 \times 2400 = 19,2 \text{ тис. грн.}$$

Термін окупності:

$$23,60 / 19,2 = 1,2 \text{ року.}$$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 15.73 тис. грн (без ПДВ).

13. Цифровий кабельний рефлектометр CFL-8 (або аналог)

Визначення місць пошкоджень кабельних мереж 0,4 - 35 кВ виконується за допомогою методу пропалювання ізоляції кабелів у місці ушкодження. Цей метод пов'язаний зі значними витратами електроенергії на пропалювання, з необхідністю пропускання по жилах кабельної лінії значних по величині струмів. Це приводить до перегріву жил кабелю, що у свою чергу приводить до погіршення ізоляції і часто до розплавлення припою в контактних з'єднаннях кабельних муфт.

Час визначення місця пошкодження на одній кабельній лінії іноді перевищує один робочий день. Це особливо відчувається у випадку так званого „запливаючого” пробоя ізоляції.

Сучасні мікропроцесорні прилади CFL-8, дозволяють проводити пошук пошкодження кабельної лінії без пропалювання ізоляції, що дозволяє значно скоротити час визначення місця пошкодження і пошук вести в режимі, що зберігає стан ізоляції кабельних мереж.

Прилад CFL-8 призначений: для виявлення і точного визначення відстані до місця пошкодження або неоднорідності лінії локаційним (рефлектометричним) методом; автоматичного вимірювання відстані до місця обриву, короткого замкнення, витоку або довжини лінії.

За результатами проведеного оціночного аналізу складових індексу середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні системи м. Херсона (SAIDI) було виявлено, що зниження терміну відновлення працездатності кабельних ліній в мережах середньої та низької напруги товариства за рахунок використання сучасного обладнання для пошуку місць пошкоджень кабельних ліній призведе до зниження вказаного індексу щонайменше на 22 відсотка, що значно поліпшить рівень надійності (безперервності) електропостачання,

комерційну якість надання послуг з розподілу електричної енергії та якість електричної енергії.

Планується придбання трьох приладів CFL-8 для комплектації пересувних лабораторій товариства.

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна приладу	тис. грн.	22,54
Кількість приладів,	шт.	4
Необхідність на рік	діб	200
Вартість роботи на стороні	тис. грн.	11,0

Розрахунок:

Вартість робіт:

$200 \times 11,0 = 2200,0$ тис. грн.

Термін окупності чотирьох приладів:

$90,16 / 2200,0 = 0,04$ року.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 51.24 тис. грн (без ПДВ).

14. Вимірювач опору ізоляції (мегомметр) Е6-24 (або аналог)

Цифровий мегометр Е6-24 призначений для проведення вимірювань опору ізоляції електричних ланцюгів, що не знаходяться під напругою з діапазоном до 300 ГОм та випробувальною напругою 500, 1000, 2500 В, коефіцієнта абсорбції, та напруги до 400 В.

Проведення вимірювань опору ізоляції, які регламентуються СОУ-Н ЕЕ 20.302:2020 "Норми випробування електрообладнання", у АТ "Херсонобленерго" виконуються за допомогою мегометрів ЕСО 202-Г виробництва Уманського ПО "Мегометр". Прилад ЕСО 202-Г має досить значну похибку вимірювань (біля 30 % у відповідності до паспортних даних), що може призвести до отримання некоректних висновків щодо стану обладнання на підставі результатів виконаних вимірювань електрообладнання.

Прилад Е6-24 дуже зручний і простий в експлуатації, дозволяє автоматизувати методи вимірювання опору ізоляції електрообладнання (зокрема обмоток силових трансформаторів), виключити суб'єктивність оцінки (похибку оператора) та підвищити точність вимірювань, що дуже важливо при виконанні раннього діагностування обладнання.

Планується придбання чотирьох приладів Е6-24 для комплектації бригад ІЗПВ.

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна приладу	тис. грн.	21,02
Кількість приладів,	шт.	4
Кількість вимірювань на рік	шт.	260
Вартість роботи на стороні	тис. грн.	0,345

Розрахунок:

Вартість робіт:

$$0,345 \times 260 = 89,7 \text{ тис. грн.}$$

Термін окупності чотирьох приладів:

$$84,08 / 89,7 = 0,9 \text{ року.}$$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 52.28 тис. грн (без ПДВ).

15. Лабораторний трансформатор регульований RUCELF LTC-10000 (40 А, 10 кВА)

Для здійснення контролю відповідності трансформаторного обладнання вимогам “Технічного регламенту щодо вимог до екодизайну для малих, середніх та великих силових трансформаторів” затвердженої Постановою КМУ №152 від 27.02.2019р. та необхідністю проведення вимірювань втрат та струму неробочого ходу за номінальної напруги збудження, згідно вимог ГОСТ 3484.1-88 та МЕК 60076-1-93 необхідна наявність номінальної напруги, номінальної частоти, практично синусоїдальної форми, а під час випробувань трьохфазних трансформаторів крім того, практично симетричне.

Для здійснення вищевказаних вимірювань необхідне придбання двох комплектів (6 одиниць) регульованих трансформаторів лабораторних з потужністю навантаження щонайменше 10 кВА, струмом навантаження не менше 40 А які плануються для використання під час вимірювань втрат неробочого струму та потужності силових трьохфазних трансформаторів номінальною напругою 6-10 кВ та потужністю до 1000 кВА.

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна приладу	тис. грн.	23,90
Кількість приладів,	шт.	6
Кількість вимірювань на рік	шт.	260
Вартість роботи на стороні	тис. грн.	0,345

Розрахунок:

Вартість робіт:

$$0,345 \times 260 = 89,7 \text{ тис. грн.}$$

Термін окупності чотирьох приладів:

$143,39 / 89,7 = 1,6$ року.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 119.52 тис. грн (без ПДВ).

16. БЕНЗОПИЛА STIHL MS 230

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується виконати закупівлю бензопил Stihl MS 230 кошторисною вартістю 8,5 тис.грн без ПДВ у кількості 27 шт.

Даний пристрій вже декілька років використовується в Товаристві для спрощення роботи бригад з обслуговування повітряних ліній, в частині швидкого виконання робіт з розчистки трас ПЛ-0,4-6-10кВ від парослі дерев, кущів тощо, що дозволяє електромонтерам раціональніше використовувати час з обслуговування ПЛ.

На даний час в Товаристві налічується наявність близько 25 бензопил STIHL MS 230, які є дефектними, застарілими та підлягають заміні.

Даний інструмент планується закупити для робіт, що будуть виконуватися підрозділом розподільних мереж.



Технічні характеристики

Робочий об'єм циліндра	40,2 см ³
Потужність	2/2,7 кВт/к.с.
Питома вага	2,3 кг/кВт
Оберти на холостому ходу	2.800 об/хв.
Кількість обертів P _{max} ¹⁾	10.000 об/хв
Довжина шини	35 см
Довжина шини	35 см

Ланцюг STIHL Oilomatic крок/тип	3/8" P/ Picco Micro 3
Вага ²⁾	4,6 кг
Об'єм бака	0,47 л
Крок ланцюга	3/8"
Рівень вібрації вліво/вправо ³⁾	6,9/8,9 м/с ²
Рівень потужності звуку ⁴⁾	113 дБ(А)
Рівень звукового тиску ⁴⁾	101 дБ(А)
К-коефіцієнт згідно директиви 2006/42/ЕС	2

Примітки:

- 1) Кількість обертів, за яких досягається максимальна потужність
- 2) Без паливно-мастильної суміші і ріжучої гарнітури
- 3) К-коефіцієнт згідно директиви RL 2006/42/EG = 2 м/с²
- 4) К-коефіцієнт згідно директиви RL 2006/42/EG = 2,5 дБ(А)

Бензопила Stihl MS 230, обладнана довговічним двигуном потужністю в 2,7 к.с, який виступає в ролі рушійного елемента. З поставленими функціональними завданнями інструмент справляється ідеально, оптимальне співвідношенням ціни, потужності та надійності.

Бензопила Stihl MS 230 характеризується феноменальною ріжучою здатністю, що досягається за рахунок використання шини довжиною 35 см з кроком ланцюга 3/8 "Picco. Пристрій відмінно управляється однією рукою. Виникаючі в процесі роботи навантаження в повній мірі гасяться, завдяки наявності сучасної антивібраційної системи.

У додатковому обслуговуванні інструмент не потребує, так як ланцюг в процесі експлуатації автоматично змащується маслом, а доступ до внутрішніх вузлів механізму є полегшеним. Бензопила Stihl MS 230 відповідає всім вимогам, продуктивно працює протягом тривалого використання.

Особливості Бензопили Stihl MS 230:

- 1) Антивібраційна система:

Сильна вібрація в зоні рукояток може привести до хронічних порушень кровообігу в руках. Тому компанія STIHL розробила високоефективну антивібраційну систему (АС).

- 2) Гальмо QuickStop для моментальної зупинки ланцюга:

Ланцюгове гальмо QuickStop - це захисний механізм при роботі з бензопилами. Ланцюгове гальмо спрацьовує при натисканні на передній упор

для рук і за лічені частки секунди зупиняє пиляльний ланцюг. При досить сильній віддачі ланцюгове гальмо QuickStop спрацьовує автоматично.

3) Зручний в обслуговуванні повітряний фільтр.

Повітряний фільтр можна очистити в лічені хвилини завдяки кришці корпусу карбюратора, що відкривається і закривається без інструменту.

4) Одно-важільне управління:

Такими функціями машини, як холодний і гарячий запуск, робота і вимикання, управляє окремий важіль. Це робить управління особливо зручним і безпечним, так як права долоня залишається на рукоятці.

5) Попередній підігрів карбюратора:

На бензопили STIHL з підігрівом карбюратором можна покласти навіть взимку. У зимовому режимі карбюратор обдувається підігрітим всмоктуваним повітрям, що запобігає обмерзанню. Перемикання з літнього режиму на зимовий проводиться одним рухом руки.

6) Система змащення ланцюга Ematic:

Система STIHL Ematic складається з направляючої шини Ematic, пиляльного ланцюга Oilomatic і масляного насоса з регульованою подачею. Особлива конструкція шини та ланцюга змушує кожну краплю олії потрапити саме туди, де воно потрібне для змащування. Це дозволяє скоротити витрату масла на 50%.

7) Байонетний замок кришки бака:

Спеціальні запатентовані кришки для баків з паливом і маслом. Баки, при їх наявності, відкриваються і закриваються легко, швидко і без інструменту.

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна за бензопилку	тис.грн	8,5
Кількість на рік	шт	32
Усереднена кількість розчищення траси ПЛ на рік	км	2800
Вартість роботи	тис.грн/км	1,25

Розрахунок:

Вартість робіт: $2800 \text{ (км)} \times 1,25 \text{ (тис.грн/км)} = 3500 \text{ тис.грн}$

Вартість обладнання: $32 \times 8,5 \text{ (тис.грн)} = 272 \text{ тис.грн}$

Таким чином, термін окупності : $272 / 3500 = 0,08$ років

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 226.56 тис. грн (без ПДВ).

17. ВИСОТОРІЗ STIHL HT 133

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується виконати закупівлю висоторізів Stihl HT 133 кошторисною вартістю 22,76 тис.грн без ПДВ у кількості 27 шт.

Даний пристрій вже декілька років використовується в Товаристві для спрощення роботи бригад з обслуговування повітряних ліній, в частині швидкого виконання робіт з розчистки трас ПЛ-0,4-6-10кВ від парослі дерев, кущів тощо, що дозволяє електромонтерам раціональніше використовувати час з обслуговування ПЛ.

На даний час в Товаристві налічується наявність близько 20 висоторізів STIHL HT 133, які є дефектними, застарілими та підлягають заміні.

Даний інструмент планується закупити для робіт, що будуть виконуватися підрозділом розподільних мереж.

Професійний висоторіз з найкращим співвідношенням потужності до ваги. Якнайкраще підійде для професійного догляду за деревами. Легкий і компактний редуктор із незнімною гайкою кришки ланцюгової зірочки та прицільною лінією. Висока швидкість різання завдяки ланцюгу 1/4-PM3 та потужний двигун STIHL 4-Mix® із системою легкого запуску. Висока ергономічність і точне ведення забезпечує оновлена полегшена телескопічна штанга, висувна частина якої зроблена з квадратного профілю для збільшення її цупкості, та новою муфтою, загальна довжина від 270 до 390 см.

Переваги моделі:

- незалежність від електрики;
- незалежність від погоди;
- можливість роботи на висоті до 5 м без драбини.



Ця модель висоторізу призначена для професійного зрізання гілок дерев, високих чагарників у великих обсягах. Потужний бензиновий двигун 4-МІХ видає 1,9 к.с., що забезпечує максимальну продуктивність інструмента.

Технічні характеристики	Значення
Робочий об'єм	36,3 см³
Потужність	1,4/1,9 кВт/к.с.
Вага ¹⁾	7,2 кг
Рівень звукового тиску ²⁾	109 дБ(А)
Рівень вібрації зліва ³⁾	3,6 м/с²
Рівень вібрації справа ³⁾	4,3 м/с²
Шина Rollomatic, довжина	30 см
Крок ланцюга	1/4 " Р
Загальна довжина ⁴⁾	270-390 см
Об'єм бака	0,71 л
Кількість обертів Pmax	8.500 об.

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна за висоторіз	тис.грн	22,76
Кількість на рік	шт.	27
Усереднена кількість розчищення траси ПЛ на рік	км	2800
Вартість роботи	тис.грн/км	1,25

Розрахунок:

Вартість робіт: $2800 \text{ (км)} \times 1,25 \text{ (тис.грн/км)} = 3500 \text{ тис.грн}$

Вартість обладнання: $27 \cdot 22,76 \text{ (тис.грн.)} = 614,52 \text{ тис.грн.}$

Термін окупності: $614,52 / 3500 = 0,18$ року.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 512.19 тис. грн (без ПДВ).

18. КУТОВА ШЛІФМАШИНА МЕТАВО WEQ 1400-125

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується виконати закупівлю кутових-шліфмашин МЕТАВО WEQ 1400-125

кошторисною вартістю 2,91 тис.грн без ПДВ у кількості 20 шт, які необхідні для виконання робіт з обслуговування ПЛ-0,4-6-10кВ, ТП/РП-0,4/6-10кВ.

Кутові шліфмашини використовуються відповідним персоналом вже багато років для робіт з обслуговування ПЛ-0,4-6-10кВ, ТП/РП-0,4/6-10кВ.

Дане обладнання використовується для роботи з металевими елементами на опорах, трансформаторних підстанціях, шафах КТП тощо, зняття фарби, різання та шліфування різних елементів при виконання технічних обслуговувань та капітальних ремонтів.

На даний час в Товаристві налічується наявність близько 15 кутово-шліфувальних машин **METABO WEQ 1400-125**, які є дефектними, застарілими та підлягають заміні.

Даний інструмент планується закупити для робіт, що будуть виконуватися підрозділом розподільних мереж.

Болгарка Metabo WEQ 1400-125 зручна кутова шліфувальна машина компактного класу із дворучним хватом. Дуже зручний інструмент для задач, де передбачаються великі навантаження і роботи в незручних положеннях, в роботах, де габарити відіграють другорядну роль. Завдяки зручному дворучному хвату, інструмент чудово контролюється під час роботи.



Основні переваги:

Надійний двигун потужність 1400 Ватт. Мотор відрізняється високим крутним моментом і відмінними показниками стійкості до перевантажень.

Система підтримки обертів під навантаженням - Metabo Tacho-Constamatic. У важких роботах болгарка зберігає максимальні оберти, видаючи, завдяки цьому, максимальну ефективність навіть в дуже складних роботах.

Модель Metabo WE 1400-125 має хороший набір сучасних електронних систем для безпечної роботи - плавний пуск, блокування повторного пуску при скачках електрики, а також система відключення обертання при затиску диска в матеріалі.

Механічне блокування випадкового включення.

Самовідключні вугільні щітки для захисту ротора.

Технічні характеристики:

Призначення інструмента: професійний

Вид живлення: мережевий

Потужність: 1400 Вт

Діаметр диска: 125 мм

Регулювання частоти обертання: відсутнє

Максимальне число обертів (холостий хід): 11500 об./хв

Кількість рукояток: дворучна

Основна рукоятка: відкритого типу, регульована

Технічні особливості: Запатентовані системи, механізми: Metabo M-Quick дозволяє змінювати оснащення без допомоги інструментів, система підтримки постійного обертання під навантаженням Metabo Constamatic

Технічні особливості: захисний кожух, автовимкнення при надмірному зносі щіток, безінструментальна заміна оснащення, металевий корпус редуктора
Захист від вібрації: віброгасильна основна рукоятка, активна система гасіння вібрації

Електронні системи: захист від перегріву, захист від випадкового повторного включення, плавний пуск, підтримання постійної частоти обертання під навантаженням, електронне гальмування двигуна

Додаткова інформація:

Кількість позицій установки основної рукоятки: 2

Кількість позицій установки додаткової рукоятки: 1

Довжина мережевого кабелю: 4 м

Додаткові характеристики:

Напруга живлення: 220 В

Акумулятор напруга: 220 В

Вага: 2,2 кг

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна за кутову-шліфмашину	тис.грн	2,91
Кількість на рік	шт.	20
Усереднена кількість використань на рік	шт	100
Вартість роботи	тис.грн	0,2

Розрахунок:

Вартість робіт: 100 (шт) · 0,2 (грн) = 20 тис.грн

Вартість обладнання: 20 · 2,91 (тис.грн) = 58,21 тис.грн.

Термін окупності: 58,21 / 20 = 2,91 роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 46.6 тис. грн (без ПДВ).

19. КУТОВА ШЛІФМАШИНА BOSCH GWS 22-180 H

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується виконати закупівлю кутових-шліфмашин BOSCH GWS 22-180 H кошторисною вартістю 3,70 тис.грн без ПДВ у кількості 4 шт, які необхідні для виконання робіт з обслуговування ПЛ-0,4-6-10кВ, ТП/РП-0,4/6-10кВ.

Кутові шліфмашини використовуються відповідним персоналом вже багато років для робіт з обслуговування ПЛ-0,4-6-10кВ, ТП/РП-0,4/6-10кВ.

Дане обладнання використовується для роботи з металевими елементами на опорах, трансформаторних підстанціях, шафах КТП тощо, зняття фарби, різання та шліфування різних елементів при виконання технічних обслуговувань та капітальних ремонтів.

На даний час в Товаристві немає жодної кутової шліфмашинки BOSCH GWS 22-180 H так, як використовувались менш потужні моделі. Проте, проаналізувавши характер робіт, які наразі виконуються Товариством по технічним обслуговування та капітальним ремонтам, було вирішено оснастити електротехнічні бригади більш потужними кутовими шліфувальними машинами такими, як BOSCH GWS 22-180 H.

Даний інструмент планується закупити для робіт, що будуть виконуватися підрозділом розподільних мереж.

Зручний інструмент для задач, де передбачаються великі навантаження і роботи в незручних положеннях, в роботах, де габарити відіграють другорядну роль. Завдяки зручному дворучному хвату, інструмент чудово контролюється під час роботи.



Характеристики та переваги болгарки Bosch GWS 22-180 H

- Потужний двигун «Чемпіон» на 2200 Вт для підвищення продуктивності
- Оптиміальне зручність використання завдяки малій вазі
- Захисний кожух забезпечує надійний захист від осколків платформи в разі його поломки
- Захист від повторного пуску запобігає автоматичному включенню машини після переривання подачі струму

- Броньована обмотка якоря захищає електродвигун від гострих частинок пилю, які утворюються при шліфуванні, і забезпечує довгий термін служби
- Подвійне ущільнення шарикопідшипників і особливо надійний редуктор гарантують довгий термін служби
- Швидкозатискна гайка SDS Bosch (пропонується в якості приладдя)

Технічні характеристики

Діаметр диска, мм	180
Напруга	230 В
Швидкість холостого ходу	8500 об/хв
Потужність, кВт	2.2
Різьба шпинделя	M 14
Розміри	515 x 140 мм
Вага	5 кг
Комплектація	Опорний фланець, прижимна гайка, захисний кожух, ключ під два отвори, додаткова рукоятка

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна за кутову-шліфмашину	тис.грн	3,70
Кількість на рік	шт.	4
Усереднена кількість використань на рік	шт	100
Вартість роботи	тис.грн	0,2

Розрахунок:

Вартість робіт: $100 \text{ (шт)} \cdot 0,2 \text{ (грн)} = 20 \text{ тис.грн}$

Вартість обладнання: $4 \cdot 3,70 \text{ (тис.грн)} = 14,8 \text{ тис.грн.}$

Термін окупності: $14,8 / 20 = 0,74$ роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 10.96 тис. грн (без ПДВ).

20. КУТОВА ШЛІФМАШИНА МЕТАВО W 2200-230

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується виконати закупівлю кутових-шліфмашин МЕТАВО W 2200-230 кошторисною вартістю 3,53 тис.грн без ПДВ у кількості 13 шт, які необхідні для виконання робіт з обслуговування ПЛ-0,4-6-10кВ, ТП/РП-0,4/6-10кВ.

Кутові шліфмашини використовуються відповідним персоналом вже багато

років для робіт з обслуговування ПЛ-0,4-6-10кВ, ТП/РП-0,4/6-10кВ.

Дане обладнання використовується для роботи з металевими елементами на опорах, трансформаторних підстанціях, шафах КТП тощо, зняття фарби, різання та шліфування різних елементів при виконання технічних обслуговувань та капітальних ремонтів.

На даний час в Товаристві налічується наявність 9 кутово-шліфувальних машин **МЕТАВО W 2200-230**, які є дефектними, застарілими та підлягають заміні.

Даний інструмент планується закупити для робіт, що будуть виконуватися підрозділом розподільних мереж.

Технічні характеристики

Діаметр диска, мм	230
Тип	Кутові (болгарки)
Потужність, кВт	2.2
Швидкість холостого ходу	6.6 об/хв
Додаткові характеристики	Вихідна потужність: 1500 Вт Довжина кабелю: 4 м.
Вага	5.8 кг
Комплектація	Захисний кожух, Опорний фланець, Гайка з двома отворами, Додаткова рукоятка, Ключ під два отвори

Кутова шліфувальна машина Metabo W 2200-230 має особливості:

- Витривалий і зносостійкий 4-х полюсний двигун.
- Запобіжний вимикач: блокування проти випадкового включення.
- Захист від повторного пуску: запобігає ненавмисному пуску після переривання енергопостачання.
- Бічна рукоятка може бути встановлена в трьох положеннях: зліва, справа або зверху.
- Вугільні щітки для відключення двигуна з метою захисту.

Термін експлуатації кутової-шліфмашиною **МЕТАВО W 2200-230** становить орієнтовно від 3 до 5 років (в залежності від об'єму виконання робіт).

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна за кутову-шліфмашину	тис.грн	3,53
Кількість на рік	шт.	13

Усереднена кількість використань на рік	шт.	100
Вартість роботи	тис.грн/за добу	0,2

Розрахунок:

Вартість робіт: $100 \text{ (шт.)} \times 0,2 \text{ (тис.грн)} = 20 \text{ тис.грн}$

Вартість обладнання: $13 \times 3,53 \text{ (тис.грн)} = 45,9 \text{ тис.грн}$

Термін окупності: $45,9 / 20 = 2,3 \text{ року}$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 34.71 тис. грн (без ПДВ).

21. ІНВЕРТОР ЗВАРЮВАЛЬНИЙ ИИСТ-140

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується виконати закупівлю інвертори зварювальні ИИСТ-140 кошторисною вартістю 4,88 тис.грн без ПДВ у кількості 21 шт, які необхідні для виконання робіт з обслуговування ПЛ-0,4-6-10кВ, ТП/РП-0,4/6-10кВ.

Інвертор зварювальний використовуються відповідним персоналом вже багато років для робіт з обслуговування ПЛ-0,4-6-10кВ, ТП/РП-0,4/6-10кВ.

Дане обладнання використовується для робіт, де потрібні електро-зварювальні роботи. Зварювальний інвертор використовується при технічному обслуговуванні та капітальних ремонтах на ПЛ та ТП/РП. Зварювальний інвертор також використовується для різки металу.

На даний час в Товаристві налічується наявність 16 зварювальних інверторів **ИИСТ-140**, які є дефектними, застарілими та підлягають заміні.

Даний інструмент планується закупити для робіт, що будуть виконуватися підрозділом розподільних мереж.



Технічні характеристики:

Напруга	220В
Потужність	5кВА
Вид зварного струму	постійний

Діапазон регулювання струму	20-140А
Напруга хх	85В
Вихідна вольт-амперна характеристика	Круто-падаюча
ПН при струмі 140А і Т=25*С	40%
Функція відключення зварного струму в момент залипання електроду	Antistick
Запобіжник	30А
Розмір	250x110x200
Вага інвертора (без кабелів)	4,2кг
Рекомендовані умови навколишнього середовища	
Діапазон робочих температур	-10/+40*С
Вологість середовища	До 98% (при 15*С)

Інвертор ИИСТ-140 здатний видати зварювальний струм до 150 Ампер, цього достатньо для роботи електродами перетином 1,6 - 4 мм. Крім цього, даний апарат легко справляється з різними видами електродів: УОНИ (для особливо відповідальних конструкцій), МР-3 (для зварювання стиків труб), ЦІ-11 (для зварювання нержавійки та подібних корозійностійких металів) і всіх інших, доступних у продажу.

Також зварювання інверторне ИИСТ-140 відрізняється від своїх конкурентів наступним:

- Якісна збірка елементів.
- Мала вага.
- Стабільна робота інвертора в межах 10-150А.
- Можливість працювати при осіданні до 160В з мінімальним зниженням вихідного зварювального струму.

Термін експлуатації інвертори зварювальні ИИСТ-140 становить орієнтовно від 3 до 7 років (в залежності від об'єму виконання робіт).

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна за інвертор	тис.грн	4,88
Кількість на рік	шт.	22
Усереднена кількість використань на рік	шт.	100
Вартість роботи	тис.грн/за добу	0,25

Розрахунок:

Вартість робіт: 100 (шт.) × 0,25 (тис.грн) = 25 тис.грн

Вартість обладнання: $22 \times 4,88$ (тис.грн) = 107,36 тис.грн

Термін окупності: $107,36 / 25 = 4,3$ років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 60.94 тис. грн (без ПДВ).

22. ДРИЛЬ УДАРНА МАКІТА HP2070

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується виконати закупівлю дрилі ударної МАКІТА HP2070 кошторисною вартістю 6,13 тис.грн без ПДВ у кількості 6 шт, які необхідні для виконання робіт з обслуговування ПЛ-0,4-6-10кВ, ТП/РП-0,4/6-10кВ.

Дриль використовуються відповідним персоналом вже багато років для робіт з обслуговування ПЛ-0,4-6-10кВ, ТП/РП-0,4/6-10кВ.

Дане обладнання використовується для роботи з металевими елементами на опорах, трансформаторних підстанціях, шафах КТП тощо, а саме для свердління отворів в металевих і бетонних елементах, а також для дроблення бетону.

Дриль ударна використовується для виконання технічних обслуговувань та капітальних ремонтів на ПЛ-0,4-6-10кВ, ТП/РП-0,4/6-10кВ.

На даний час Товариством використовуються інші моделі дрилі ударної, які є технічно застарілими та дефектними.

Даний інструмент планується закупити для робіт, що будуть виконуватися підрозділом розподільних мереж.



Технічні характеристики

Потужність	1.010 Вт
Число обертів холостого ходу / низька швидкість	0 - 1.200хв ⁻¹
Число обертів холостого ходу / висока швидкість	0 - 2.900хв ⁻¹
Частота ударів / низька	0 - 24.000хв ⁻¹
Частота ударів / висока	0 - 58.000хв ⁻¹
Діаметр затискного патрона	1,5 - 13мм
Діаметр свердління (сталь)	13мм
Діаметр свердління (дерево)	40мм

Максимальний діаметр свердління - бетон	20мм
Механічна швидкість	2
Рівень шуму: звуковий тиск	99 дБ(А)
Рівень шуму: звукова потужність	110 дБ(А)
Рівень вібрації: ударне свердління по бетону	16,0 м/сек ²
Рівень вібрації: свердління по металу	2.5 м/сек ²
Розміри (Д x Ш x В)	362 x 220 x 70 мм
Вага у відповідності з ЕРТА	2,5 кг

Переваги:

- Потужний двигун (1010 Вт), вузький і компактний корпус.
- Міцний і надійний алюмінієвий корпус редуктора.
- Зручна ергономічна рукоятка забезпечує високу ефективність роботи з інструментом.
- Нова система реверсу без зниження частоти обертання двигуна забезпечує тривалий термін служби вугільних щіток
- Система електронного регулювання з попереджувальними світлодіодними індикаторами перегріву двигуна і відключення джерела електроенергії.
- Два режими роботи: свердління/свердління з довбанням.
- Розчіплювати муфта зупиняє обертання свердла, при його заклинюванні.
- **Ключовий патрон.**

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна за дрель ударну	тис.грн	6,13
Кількість на рік	шт.	11
Усереднена кількість використань на рік	шт.	200
Вартість роботи	тис.грн/за добу	0,2

Розрахунок:

Вартість робіт: 200 (шт) × 0,2 (тис.грн) = 40 тис.грн

Вартість обладнання: 11 × 6,13 (тис.грн) = 67.43 тис.грн

Термін окупності: 36,8 / 40 = 1.7 року.

23. БЕНЗИНОВИЙ ГЕНЕРАТОР ROTEX RX5500

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується виконати закупівлю бензинового генератора Rotex RX5500 кошторисною вартістю 29,75 тис.грн без ПДВ у кількості 17 шт, які необхідні для виконання робіт з обслуговування ПЛ-0,4-6-10кВ, ТП/ПП-0,4/6-10кВ.

Бензиновий генератор вже багато років використовується відповідними працівниками Товариства на ПЛ-0,4-6-10кВ, ТП/ПП-0,4/6-10кВ.

Бензиновий генератор використовується як для резервного так і для основного джерела живлення. Від даного обладнання при проведенні технічних обслуговувань та капітальних ремонтів електротехнічний персонал заживлює обладнання, яке використовується при виконанні робіт таке, як: дріль, перфоратор, кутова шліфмашина тощо.

На даний час в Товаристві немає жодного бензинового генератора Rotex RX5500. Проте, проаналізувавши характер робіт, які наразі виконуються Товариством по технічним обслуговування та капітальним ремонтам, було вирішено оснастити електротехнічні бригади бензиновими генераторами такими, як ROTEX RX5500.

Даний інструмент планується закупити для робіт, що будуть виконуватися підрозділом розподільних мереж.



Технічні характеристики:

Номінальна частота (Гц)	50
Номінальна напруга (В)	230
Номінальна сила струму (А)	22,7
Номінальна потужність (кВА)	5,2
Максимальна потужність (кВА)	5,5
Коефіцієнт потужності (cos Φ)	1
Кількість полюсів	2
Режим збудження	Самозбудження
Об'єм топливного бака (л)	25
Споживання палива (г/кВА-год)	374
Час безперервної роботи (год)	5
Розміри (см)	69*53*57
Вага (кг)	135
Модель двигуна	WM188F (Honda type)

Тип двигуна	Одноциліндровий, 4х-тактний з верхнім розташуванням клапана, бензиновий з повітряним охолодженням
Робочий об'єм двигуна (куб.см)	389
Компресія	8
Номинальна потужність двигуна (л.с.)	11,7
Тип палива	Бензин

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна за бензогенератор	тис.грн	29,75
Кількість на рік	шт.	17
Усереднена кількість використань на рік	шт.	200
Вартість роботи	тис.грн/за добу	1,05

Розрахунок:

Вартість робіт: $200 \text{ (шт)} \times 1,05 \text{ (тис.грн)} = 210 \text{ тис.грн}$

Вартість обладнання: $17 \times 29,75 \text{ (тис.грн)} = 505,75 \text{ тис.грн}$

Термін окупності: $505,75 / 210 = 2,4 \text{ роки}$.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 69.02 тис. грн (без ПДВ).

24. ПЕРФОРАТОР МАКІТА-HR2470

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується виконати закупівлю перфтораторів МАКІТА HR 2470 кошторисною вартістю 4,30 тис.грн без ПДВ у кількості 21 шт, які необхідні для виконання робіт з обслуговування ПЛ-0,4-6-10кВ, ТП/РП-0,4/6-10кВ.

Перфторатор вже багато років використовується відповідними працівниками Товариства на ПЛ-0,4-6-10кВ, ТП/РП-0,4/6-10кВ.

Перфторатор використовується для буріння і дроблення таких твердих матеріалів як камінь, бетон, цегла при роботах на ПЛ-0,4-6-10кВ, ТП/РП-0,4/6-10кВ, використовується як для монтажних так і демонтажних робіт.

На даний час в Товаристві налічується наявність 5 перфтораторів МАКІТА HR 2470, які є дефектними, технічно застарілими та підлягають заміні.

Даний інструмент планується закупити для робіт, що будуть виконуватися підрозділом розподільних мереж.



Технічні характеристики

Потужність	780 Вт
Число обертів холостого ходу	0 - 1.100хв ⁻¹
Частота ударів	0 - 4.500хв ⁻¹
Тип патрона	SDS-Plus
Сила удару	2.4 Дж
Діаметр свердління (сталь)	13мм
Діаметр свердління (дерево)	32мм
Максимальний діаметр свердління - бетон	24 мм
Свердління корончатим свердлом (бетон)	35 - 54 мм
Рівень шуму: звуковий тиск	90 дБ(А)
Рівень шуму: звукова потужність	101 дБ(А)
Рівень вібрації: ударне свердління по бетону	12 м/сек ²
Рівень вібрації: довбання	9 м/сек ²
Розміри (Д х Ш х В)	370 x 84 x 214 мм
Вага	2.6 кг

Переваги

- Практична установка долота - можливість установки долота в 40 положеннях;
- Три режими роботи: свердління, свердління з ударом або довбання;
- Рукоятка і корпус редуктора з м'якою гумовою накладкою, що забезпечує повний контроль над інструментом;
- Запобіжна муфта;
- Змінна швидкість обертання і нова конструкція реверсу;
- Відсутність удару на холостому ходу.

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна за перфоратор	тис.грн	4,30
Кількість на рік	шт.	21
Усереднена кількість використань на рік	шт.	150
Вартість роботи	тис.грн/за добу	0,3

Розрахунок:

Вартість робіт: $150 \text{ (шт)} \times 0,3 \text{ (тис.грн)} = 45 \text{ тис.грн}$

Вартість обладнання: $21 \times 4,30 \text{ (тис.грн)} = 90,3 \text{ тис.грн}$

Термін окупності: $90,3 / 45 = 2 \text{ роки}$.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 75.18 тис. грн (без ПДВ).

25. ШВОНАРИЗНИК (АСФАЛЬТОРИЗ) WERK CS-500H

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується виконати закупівлю асфальторізів WERK CS-500H кошторисною вартістю 34,88 тис.грн без ПДВ у кількості 2 шт, які необхідні для виконання робіт з обслуговування КЛІ-0,4-6-10кВ.

Швонарізник Werk CS-500H забезпечує можливість нарізки конструкційних і технологічних швів необхідних розмірів в покриттях з асфальту, асфальтобетону, бетону та інших матеріалів.

На даний час в Товаристві немає жодного швонарізника WERK CS-500H так, як використовувались при роботі перфоратори та інші бурильні інструменти. Проте, проаналізувавши характер робіт, які наразі виконуються Товариством по технічним обслуговування та капітальним ремонтам, було вирішено оснастити електротехнічні бригади даним інструментом.

Даний інструмент планується закупити для робіт, що будуть виконуватися підрозділом розподільних мереж.

Швонарізник Werk CS-500H слід розглядати як оптимально збалансований інструмент нового покоління, призначений для виконання невеликих робіт по нарізування швів в бетоні, асфальті та інших твердих поверхнях. Модель характеризується неймовірною стійкістю до перекидання, завдяки наявності великих коліс відмінно переміщається. Пристрій відрізняється поліпшеною ріжучою здатністю, тому без праці пропілену широкі шви.

Для зручності користування та забезпечення безпеки, агрегат оснащений механізмом зміни глибини різання в процесі роботи та системою подачі води. Постійний її приток видаляє частинки пилу а ріжучий диск охолоджується. Це продовжує термін його експлуатації.



Переваги:

- Контроль швидкості і глибини різання;
- Оптимізований центр тяжіння;
- Ергономічне управління;
- Висока продуктивність;
- Економічний чотиритактний двигун;
- Оснащений системою охолодження;
- Має ручний старт;
- Віброзахист.

Технічні характеристики

Тип двигуна	бензиновий
Діаметр диска, мм	500
Двигун	Honda GX390
Ємність паливного бака, л	3.1 л
Глибина різа, мм	175 мм
Розмір отвору ріжучого диску, мм	25.4
Тип запуску	ручний
Зрошення робочої поверхні	Нет
Вага, кг	100 кг
Гарантійний термін, міс.	12

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна за швонарізчик	тис.грн	34,88
Кількість на рік	шт.	2
Усереднена кількість використань на рік	шт.	50

Вартість роботи	тис.грн/за добу	1,3
-----------------	-----------------	-----

Розрахунок:

Вартість робіт: 70 (шт) × 1,3 (тис.грн) = 91 тис.грн

Вартість обладнання: 2 (шт) × 34,88 (тис.грн) = 69,76 тис.грн

Термін окупності: 69,76 / 91 = 0,8 року.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 69.76 тис. грн (без ПДВ).

26. ДРИЛЬ-ШУРУПОВЕРТ УДАРНА АКУМУЛЯТОРНА SPARKY BUR2 12 LI-C HD

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується виконати закупівлю шуруповертів SPARKY BUR2 12 LI-C HD кошторисною вартістю 4,37 тис.грн без ПДВ у кількості 10 шт, які необхідні для виконання робіт з обслуговування ПЛ-0,4-6-10кВ, ТП/РП-0,4/6-10кВ.

Дриль-шуруповерт ударна акумуляторна використовується майже під час кожного технічного обслуговування або капітального ремонту. Під час виконання деяких робіт в електротехнічних бригад немає доступу до живлення, тому Товариством було вирішено закупити акумуляторні дрилі-шуруповерти для полегшення виконання робіт на ПЛ-0,4-6-10кВ, ТП/РП-0,4/6-10кВ.

Даний інструмент планується закупити для робіт, що будуть виконуватися підрозділом розподільних мереж.

Шуруповерт ударний акумуляторний Sparky BUR2 12 Li-C HD - 2-швидкісний акумуляторний інструмент зі знімною літій-іонною акумуляторною батареєю потужністю 12 В і ємністю 1,5 А-год.

Виконує свердління, свердління з ударом, загвинчування, а також, завдяки наявності функції реверсу, вигвинчування шурупів. Оснащений 2-швидкісний синхронізованою передачею, електричним гальмом двигуна і захистом від перевантажень.

Зміна насадок виконується без застосування інструментів, так як шуруповерт оснащений швидкозакримним патроном. Крутний момент встановлюється в 20 + 1 положеннях, частота обертів регулюється на вимикачі електронікою, що дозволяє вибрати оптимальний режим акуратного і точного загвинчування для конкретного виду матеріалу заготовки.

Шуруповертом, завдяки його легкій вазі і компактній конструкції, зручно працювати однією рукою і в обмеженому просторі. Якщо приміщення, де виконуються роботи, недостатньо освітлено, на допомогу оператору прийде вбудована яскрава світлодіодне підсвічування робочої зони. Шуруповерт оснащений зручною противослизькою рукояткою з еластановим покриттям.

Час зарядки акумуляторної батареї - 40 хв, дані вбудованого індикатора зарядки можна побачити на дисплеї.



Особливості моделі:

Робота однією рукою - легка вага інструменту дозволяє легко керувати ним за допомогою однієї руки.

Робота в важкодоступних місцях - компактні розміри шуруповерта дозволяють виконувати роботи в обмеженому просторі.

Точність загвинчування - регулятор крутного моменту в залежності від матеріалу заготовки в 20 положеннях + режим свердління.

Вибір режиму роботи в залежності від типу матеріалу - електронне регулювання частоти обертів, розташована на кнопці вимикача, дозволяє вибрати оптимальну швидкість обертання шпинделя.

Загвинчування і вигвинчування шурупів - в моделі є функція реверсу.

Зміна оснащення - ключовий патрон.

Безвідмовність роботи - новий надійний двигун з електричним гальмом і захистом від перевантажень.

Джерело живлення - висока якість літій-іонної знімної акумуляторної батареї з потужністю 12 В і ємністю 1.5 А-ч і електронно захищеними елементами.

Час зарядки - 40 хв за допомогою швидкого зарядного пристрою з вбудованою системою охолодження.

Підсвічування робочої зони - яскраві світлодіоди дозволяють застосовувати шурупверт в умовах недостатньої видимості.

Зручний сервіс - індикатор зарядки акумулятора сигналізує про недостатній рівень заряду АКБ, дані виводяться на спеціальний дисплей.

Технічні характеристики

Максимальна кількість ударів, уд/хв	5250 / 20250
Зажим інструменту, сс	10
Максимальний крутний момент, Нм	34
Число ступенів крутного моменту	20+1
Тип патрону	швидкозажимний
Акумулятор, В/А-год	Li-Ion 12 / 1,5
Час зарядки, хв	40

Вага, кг	1
----------	---

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна за шуруповерт	тис.грн	4,37
Кількість на рік	шт.	10
Усереднена кількість використань на рік	шт.	100
Вартість роботи	тис.грн/за добу	0,2

Розрахунок:

Вартість робіт: $100 \text{ (шт)} \times 0,2 \text{ (тис.грн)} = 20 \text{ тис.грн}$

Вартість обладнання: $10 \times 4,37 \text{ (тис.грн)} = 43,7 \text{ тис.грн}$

Термін окупності: $43,7 / 20 = 2,2 \text{ роки}$.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 23.3 тис. грн (без ПДВ).

27. ГАЙКОВЕРТ 1/2" ПНЕВМАТИЧНИЙ З НАБОРОМ НАСАДОК SIGMA (6712031)

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується виконати закупівлю гайковерту SIGMA (6712031) кошторисною вартістю 3,81 тис.грн без ПДВ у кількості 2 шт, які необхідні для виконання робіт з обслуговування ПЛ-0,4-6-10кВ, ТП/РП-0,4/6-10кВ.

Гайковерт використовується майже під час кожного технічного обслуговування або капітального ремонту.

Товариством планується закупити даний подовжувач для повного укомплектування електротехнічних бригад підрозділу розподільних мереж.



Технічні характеристики

Діаметер, мм	180
Потужність, кВт	1,8
Швидкість обертання, м/с	7500
Наявність реверсу	Є
Вага, кг	4,5

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна за гайковерт	тис.грн	3,81
Кількість на рік	шт.	2
Усереднена кількість використань на рік	шт.	100
Вартість роботи	тис.грн/за добу	0,1

Розрахунок:

Вартість робіт: $100 \text{ (шт)} \times 0,1 \text{ (тис.грн)} = 10 \text{ тис.грн}$

Вартість обладнання: $2 \times 3,81 \text{ (тис.грн)} = 7,62 \text{ тис.грн}$

Термін окупності: $7,62 / 10 = 0,76$ року.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 4.96 тис. грн (без ПДВ).

28. Лебідка з функцією реверсу HSHZ (ланцюгова) г/п — 3 тн. L — 6 м/п.

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується виконати закупівлю талей ручних ричажних HSHZ (ланцюгова) г/п — 3_тн. L — 6 м/п. кошторисною вартістю 7,04 тис.грн без ПДВ у кількості 4 шт, які необхідні для виконання робіт з обслуговування ПЛ-35-150 кВ.

Таль ручна ричажна HSHZ (ланцюгова) використовується для робіт на проводах і тросах ПЛ-35-150 кВ. Дане обладнання при проведенні технічних обслуговувань та капітальних ремонтів дозволяє електромонтерам раціональніше використовувати час з обслуговування ПЛ.

На даний час в Товаристві в наявності 3 талей ручних ричажних HSHZ (ланцюгова). Проте, проаналізувавши характер робіт, які наразі виконуються Товариством по технічним обслуговування та капітальним ремонтам, було вирішено оснастити електротехнічні бригади таями ручними ричажними HSHZ (ланцюговими).

Даний інструмент планується закупити для робіт, що будуть виконуватися підрозділами служби повітряних та кабельних мереж.

Надійна, компактна та легка лебідка для подйому та опускання вантажу. Використовується при виконанні разових робіт, а також виконанні робіт в обмеженому просторі. Підйом грузу здійснюється шляхом дії на ричаг вмонтований в лебідку.



Технічні характеристики:

Коефіцієнт запасу міцності: 3:1

Вантажопідйомність — 3 тн.

Висота підйому — 6 м.

Вага — 21 кг.

Термін експлуатації лебідки становить орієнтовно 2 роки (в залежності від об'єму виконання робіт).

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна за лебідку	тис. грн.	7,04
Кількість на рік	шт.	4
Кількість стягнень на рік	шт	120
Вартість роботи	тис. грн.	0,09

Розрахунок:

Вартість робіт: $120 \text{ (шт)} \times 0,09 \text{ (грн)} = 10,8 \text{ тис. грн.}$

Вартість обладнання: $4 \times 7,04 \text{ (тис. Грн)} = 28,16 \text{ тис. грн.}$

Термін окупності: $28,16 / 10,8 = 2,6 \text{ року.}$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 25.68 тис. грн (без ПДВ).

29. Ножиці секторні НС-30 (або аналог)

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується виконати закупівлю ножиц секторних НС-30 для різання проводу зі сталеву сердцевину кошторисною вартістю 12,68 тис.грн без ПДВ у кількості 2 шт, які необхідні для виконання робіт з обслуговування ПЛ-35-150 кВ.

Ножиці секторні НС-30 для різання проводу зі сталеву сердцевину використовується для робіт на проводах і тросах ПЛ-35-150 кВ. Дане обладнання при проведенні технічних обслуговувань та капітальних ремонтів дозволяє електромонтерам раціональніше використовувати час з обслуговування ПЛ.

На даний час в Товаристві налічується наявність близько 6 ножиць секторних НС-30, які є дефектними, застарілими та підлягають заміні.

Проте, проаналізувавши характер робіт, які наразі виконуються Товариством по технічним обслуговування та капітальним ремонтам, було вирішено оснастити електротехнічні бригади ножицями секторними НС-30.

Даний інструмент планується закупити для робіт, що будуть виконуватися підрозділами служби повітряних та кабельних мереж.



Ножиці секторні НС-30-легкі ножиці для різання проводу зі сталеву сердцевину типу А та АС, оптимальні для висотних робіт. Модель забезпечена висувними ручками. Область застосування - різка проводу зі сталеву сердцевину.

Технічні характеристики:

Тип лез - евольвентнопрофільовані, незмінні.

Тип ручок — розсувні, з фіксацією в будь-якій точці.

Технічні характеристики:

Максимальний діаметр тросу, мм: 14

Максимальний переріз проводу типу А, мм²: 450

Максимальний діаметр проводу типу АС, мм: 30

Максимальний переріз проводу типу АС, мм²: 300

Різнання броньованого кабелю: Так.

Габаритні розміри, мм: 360x120x40

Вага, кг: 1,20

Комплектація ножиць:

Ножиці: 1 шт

Упаковка: сумка

Паспорт виробу з гарантійним талоном: 1 шт

Термін експлуатації ножиць становить орієнтовно 2 роки (в залежності від об'єму виконання робіт).

Розрахунок окупності:

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна за ножиці	тис. грн.	12,68
Кількість на рік	шт.	2
Кількість перерізів на рік	шт	900
Вартість роботи	тис. грн.	0,01

Розрахунок:

Вартість робіт: $900 \text{ (шт)} \times 0,01 \text{ (грн)} = 9 \text{ тис. грн.}$

Вартість обладнання: $2 \times 12,68 \text{ (тис.грн.)} = 25,36 \text{ тис.грн.}$

Термін окупності: $25,36 / 9 = 2,8 \text{ року.}$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 11 тис. грн (без ПДВ).

30. Блок монтажний Гарт 01404 (2 т)

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується виконати закупівлю блоків монтажних Гарт 01404 (2т) кошторисною вартістю 1,58 тис.грн без ПДВ у кількості 6 шт, який необхідно для виконання робіт з обслуговування ПЛ-35-150 кВ.

Блоки монтажні з відкидною щогою використовують в якості відвідних та підвісних блоків, для складання поліспастів, комплектування вантажопідіймальних механізмів з ручним приводом при виконанні будівельно-монтажних і такелажних робіт.

Дане обладнання при проведенні технічних обслуговувань та капітальних ремонтів дозволяє електромонтерам раціональніше використовувати час з обслуговування ПЛ.

На даний час в Товаристві налічується приблизно 15 шт. роликів. Проте, проаналізувавши характер робіт, які наразі виконуються Товариством по технічним обслуговування та капітальним ремонтам, було вирішено оснастити електротехнічні бригади роликами монтажними М 1 Р-6.

Даний пристрій планується закупити для робіт, що будуть виконуватися підрозділами служби повітряних та кабельних мереж.



Технічні характеристики блока монтажного Гарт 01404

1. Вантажопідйомність — 2т .
2. Кількість роликів -1.
3. Діаметр ролика — 150 мм.
4. Діаметр троса — 16мм.
4. Габаритні розміри: А1- 442,5мм; В- 168мм; С1- 101мм.

Розрахунок окупності:

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна за блок	тис. грн.	1,58
Кількість на рік	шт.	6
Кількість монтажу на рік	шт	100
Вартість роботи	тис. грн.	0,09

Розрахунок:

Вартість робіт: $100 \text{ (шт)} \times 0,09 \text{ (грн)} = 9 \text{ тис. грн.}$

Вартість обладнання: $6 \times 1,58 \text{ (тис.грн)} = 9,48 \text{ тис.грн.}$

Термін окупності: $9.48 / 9 = 1,05 \text{ року.}$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3.02 тис. грн (без ПДВ).

31. ВИСОТОРІЗ STINL NT 133

Переваги моделі:

- незалежність від електрики;
- незалежність від погоди;
- **можливість роботи на висоті до 5 м без драбини.**



Ця модель висоторізу призначена для професійного зрізання гілок дерев, високих чагарників у великих обсягах. Потужний бензиновий двигун 4-МІХ видає 1,9 к.с., що забезпечує максимальну продуктивність інструмента.

Технічні характеристики	Значення
Робочий об'єм	36,3 см³
Потужність	1,4/1,9 кВт/к.с.
Вага 1)	7,2 кг
Рівень звукового тиску 2)	109 дБ(А)
Рівень вібрації зліва 3)	3,6 м/с²
Рівень вібрації справа 3)	4,3 м/с²
Шина Rollomatic, довжина	30 см
Крок ланцюга	1/4 " Р
Загальна довжина 4)	270-390 см
Об'єм бака	0,71 л
Кількість обертів Pmax	8.500 об.

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна за висоторіз	тис.грн	22,76
Кількість на рік	шт.	3
Усереднена кількість розчищення траси ПЛ на рік	км	2800
Вартість роботи	тис.грн/км	1,25

Розрахунок:

Вартість робіт: $2800 \text{ (км)} \times 1,25 \text{ (тис.грн/км)} = 3500 \text{ тис.грн}$

Вартість обладнання: $3 \times 22,76 \text{ (тис.грн.)} = 68.28 \text{ тис.грн.}$

Термін окупності: $45,52 / 3500 = 0,02 \text{ року.}$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 56.7 тис. грн (без ПДВ).

32. Дизельний зварювальний однофазний генератор 6.6 кВА EnerSol SWD-7E

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується виконати закупівлю дизельного зварювального генератора потужністю 6.6 кВА EnerSol SWD-7E кошторисною вартістю 41,1 тис.грн без ПДВ у кількості 3 шт, які необхідні для виконання робіт з обслуговування ПЛ-35-150 кВ.

Дизельний зварювальний генератор використовується для обварювання пошкоджених елементів ПЛ-35-150 кВ. Від даного обладнання при проведенні технічних обслуговувань та капітальних ремонтів електротехнічний персонал заживлює обладнання, яке використовується при виконанні робіт таке, як: дріль, перфоратор, кутова шліфмашина тощо.

На даний час в Товаристві в наявності 1 дизельний зварювальний генератор потужністю 6.6 кВА EnerSol SWD-7E Проте, проаналізувавши характер робіт, які наразі виконуються Товариством по технічним обслуговування та капітальним ремонтам, було вирішено оснастити електротехнічні бригади бензиновими генераторами такими, як дизельним зварювальним генератором потужністю 6.6 кВА EnerSol SWD-7E

Даний інструмент планується закупити для робіт, що будуть виконуватися підрозділами служби повітряних та кабельних мереж.



Технічні характеристики:

Дизельний зварювальний однофазний генератор 6.6 кВА EnerSol SWD-7E

Виробник	EnerSol
Вага, кг	113
Габаритні розміри, мм	740/500/610

Кількість циліндрів двигуна, шт	1
Модель двигуна	EnerSol ES-430D
Мощність генератора, 1 фаза, кВА	6.6
Напруга, В	230
Номенальні оберти двигуна, об/хв	3000
Обем паливного баку, л	15
Сила токаув 1 фазній напругі, А	200
Стартове зусилля	єсть
Тип генератора	однофазний
Тип запуску	електростартер
Паливо	дизель
Комплектація	<ul style="list-style-type: none"> • Електростартер. • Комплект колес і ручок.

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна за бензогенератор	тис.грн	41,10
Кількість на рік	шт.	3
Усереднена кількість використань на рік	шт.	200
Вартість роботи	тис.грн/за добу	1,05

Розрахунок:

Вартість робіт: $200 \text{ (шт)} \times 1,05 \text{ (тис.грн)} = 210 \text{ тис.грн}$

Вартість обладнання: $3 \times 41,10 \text{ (тис.грн)} = 123,30 \text{ тис.грн}$

Термін окупності: $123,30 / 210 = 0,6 \text{ роки}$.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 88.68 тис. грн (без ПДВ).

33. Блок монтажний М 1 Р-6 (або аналог)

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується виконати закупівлю роликів монтажних М 1 Р-6 кошторисною вартістю 1,03 тис.грн без ПДВ у кількості 10 шт, який необхідно для виконання робіт з обслуговування ПЛ-35-150 кВ.

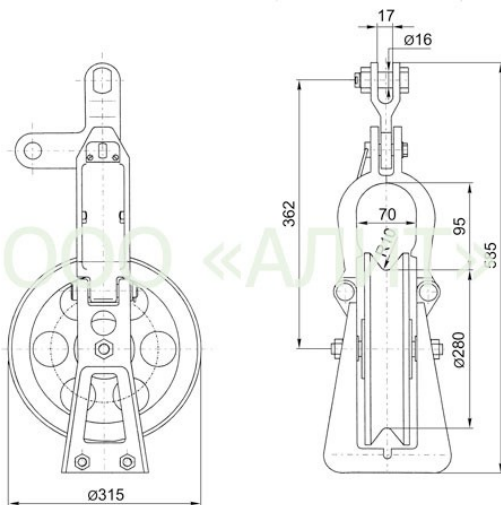
Ролик монтажний пристосування для розкатування проводу на лініях електропередавання, монтажу проводу та встановлення в прольотах нормативної стріли провисання. Забезпечує прохід через ролик проводу з встановленим на ньому з'єднувальним або ремонтним затискачем. Ролики типу

М1Р виготовлені на основі застосування алюмінієвих сплавів та зручні в експлуатації.

Дане обладнання при проведенні технічних обслуговувань та капітальних ремонтів дозволяє електромонтерам раціональніше використовувати час з обслуговування ПЛ.

На даний час в Товаристві налічується приблизно 40 шт. роликів. Проте, проаналізувавши характер робіт, які наразі виконуються Товариством по технічним обслуговування та капітальним ремонтам, було вирішено оснастити електротехнічні бригади роликами монтажними М 1 Р-6.

Даний пристрій планується закупити для робіт, що будуть виконуватися підрозділами служби повітряних та кабельних мереж.



Розрахунок окупності:

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна за ролик	тис. грн.	1,03
Кількість на рік	шт.	10
Кількість монтажу на рік	шт	100
Вартість роботи	тис. грн.	0,09

Розрахунок:

Вартість робіт: $100 \text{ (шт)} \times 0,09 \text{ (грн)} = 9 \text{ тис. грн.}$

Вартість обладнання: $10 \times 1,03 \text{ (тис.грн)} = 10,3 \text{ тис.грн.}$

Термін окупності: $10,3 / 9 = 1,14 \text{ року.}$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 4.02 тис. грн (без ПДВ).

34. Бензопили Shtil 230 або аналог

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується

виконати закупівлю бензопил Stihl MS 230 кошторисною вартістю 8,5 тис.грн без ПДВ у кількості 3 шт.

Даний пристрій вже декілька років використовується в Товаристві для спрощення роботи бригад з обслуговування повітряних ліній, в частині швидкого виконання робіт з розчистки трас ПЛ-35-150 кВ від парослі дерев, кущів тощо, що дозволяє електромонтерам раціональніше використовувати час з обслуговування ПЛ.

На даний час в Товаристві налічується наявність близько 12 бензопил STIHL MS 230, які є дефектними, застарілими та підлягають заміні.

Даний інструмент планується закупити для робіт, що будуть виконуватися підрозділами служби повітряних та кабельних мереж.



Технічні характеристики

Робочий об'єм циліндра	40,2 см ³
Потужність	2/2,7 кВт/к.с.
Питома вага	2,3 кг/кВт
Оберти на холостому ході	2.800 об/хв.
Кількість обертів P _{max} ¹⁾	10.000 об/хв
Довжина шини	35 см
Довжина шини	35 см
Ланцюг STIHL Oilomatic крок/тип	3/8" P/ Picco Micro 3
Вага ²⁾	4,6 кг
Об'єм бака	0,47 л
Крок ланцюга	3/8"
Рівень вібрації вліво/вправо ³⁾	6,9/8,9 м/с ²
Рівень потужності звуку ⁴⁾	113 дБ(А)
Рівень звукового тиску ⁴⁾	101 дБ(А)
К-коефіцієнт згідно директиви 2006/42/ЕС	2

Примітки:

- 1) Кількість обертів, за яких досягається максимальна потужність
- 2) Без паливно-мастильної суміші і ріжучої гарнітури
- 3) К-коефіцієнт згідно директиви RL 2006/42/EG = 2 м/с²
- 4) К-коефіцієнт згідно директиви RL 2006/42/EG = 2,5 дБ(А)

Бензопила Stihl MS 230, обладнана довговічним двигуном потужністю в 2,7 к.с, який виступає в ролі рушійного елемента. З поставленими функціональними завданнями інструмент справляється ідеально, оптимальне співвідношенням ціни, потужності та надійності.

Бензопила Stihl MS 230 характеризується феноменальною ріжучою здатністю, що досягається за рахунок використання шини довжиною 35 см з кроком ланцюга 3/8 "Ріссо. Пристрій відмінно управляється однією рукою. Виникаючі в процесі роботи навантаження в повній мірі гасяться, завдяки наявності сучасної антивібраційної системи.

У додатковому обслуговуванні інструмент не потребує, так як ланцюг в процесі експлуатації автоматично змащується маслом, а доступ до внутрішніх вузлів механізму є полегшеним. Бензопила Stihl MS 230 відповідає всім вимогам, продуктивно працює протягом тривалого використання.

Особливості Бензопили Stihl MS 230:

1) Антивібраційна система:

Сильна вібрація в зоні рукояток може привести до хронічних порушень кровообігу в руках. Тому компанія STIHL розробила високоефективну антивібраційну систему (АС).

2) Гальмо QuickStop для моментальної зупинки ланцюга:

Ланцюгове гальмо QuickStop - це захисний механізм при роботі з бензопилами. Ланцюгове гальмо спрацьовує при натисканні на передній упор для рук і за лічені частки секунди зупиняє пиляльний ланцюг. При досить сильної віддачі ланцюгове гальмо QuickStop спрацьовує автоматично.

3) Зручний в обслуговуванні повітряний фільтр.

Повітряний фільтр можна очистити в лічені хвилини завдяки кришці корпусу карбюратора, що відкривається і закривається без інструменту.

4) Одно-важільне управління:

Такими функціями машини, як холодний і гарячий запуск, робота і вимикання, управляє окремий важіль. Це робить управління особливо зручним і безпечним, так як права долоня залишається на рукоятці.

5) Попередній підігрів карбюратора:

На бензопили STIHL з підігрівом карбюратором можна покластися навіть взимку. У зимовому режимі карбюратор обдувається підігрітим всмоктуваним

повітрям, що запобігає обмерзання. Перемикання з літнього режиму на зимовий проводиться одним рухом руки.

6) Система змащення ланцюга Ematic:

Система STIHL Ematic складається з направляючої шини Ematic, пиляльного ланцюга Oilomatic і масляного насоса з регульованою подачею. Особлива конструкція шини та ланцюга змушує кожну краплю олії потрапити саме туди, де воно потрібне для змащування. Це дозволяє скоротити витрату масла на 50%.

7) Байонетний замок кришки бака:

Спеціальні запатентовані кришки для баків з паливом і маслом. Баки, при їх наявності, відкриваються і закриваються легко, швидко і без інструменту.

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна за бензопилку	тис.грн	8,5
Кількість на рік	шт	3
Усереднена кількість розчищення траси ПЛ на рік	км	4000
Вартість роботи	тис.грн/км	1,25

Розрахунок:

Вартість робіт: $4000 \text{ (км)} \times 1,25 \text{ (тис.грн/км)} = 5000 \text{ тис.грн}$

Вартість обладнання: $3 \times 8,5 \text{ (тис.грн)} = 25,5 \text{ тис.грн}$

Таким чином, термін окупності : $25,5 / 5000 = 0,005$ років.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 21.24 тис. грн (без ПДВ).

35. Затискач натяжний монтажний типу МКЗ

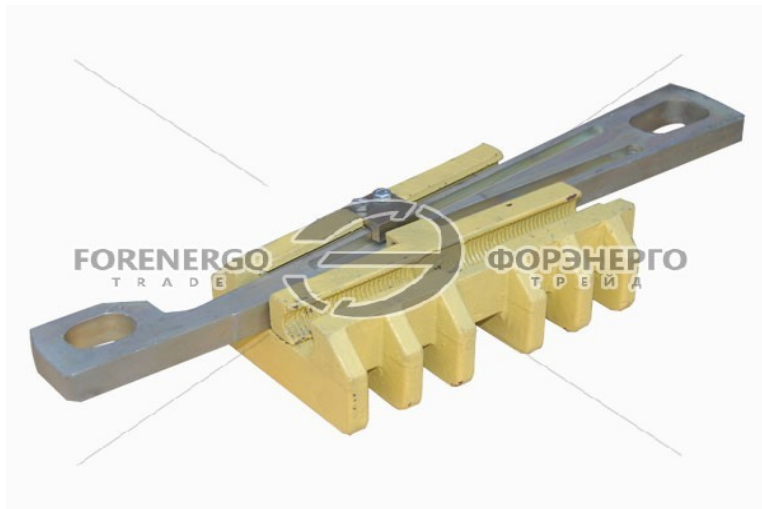
В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується виконати закупівлю затискачів натяжних монтажних типу МКЗ кошторисною вартістю 15 тис.грн без ПДВ у кількості 5 шт, які необхідні для виконання робіт з обслуговування ПЛ-35-150 кВ.

Затискач застосовуються для натягування мідних, алюмінієвих та сталевобалюмінієвих проводів при кріпленні їх на опори повітряних ліній електропередачі. Затискач типу МКЗ здійснює захват проводу в прогоні без його розрізання та пошкодження. Дане обладнання при проведенні технічних обслуговувань та капітальних ремонтів дозволяє електрикам раціональніше використовувати час з обслуговування ПЛ.

На даний час в Товаристві налічується наявність близько 6 шт. затискачів типу МКЗ, які є дефектними, застарілими та підлягають заміні.

Проте, проаналізувавши характер робіт, які наразі виконуються Товариством по технічним обслуговування та капітальним ремонтам, було вирішено оснастити електротехнічні бригади затискачами натяжними монтажними типу МКЗ.

Даний пристрій планується закупити для робіт, що будуть виконуватися підрозділами служби повітряних та кабельних мереж.



Наименование	Площадь сечения провода, мм ²	Диаметр провода, мм	Длина зажима, мм	Масса, кг
МКЗ-1	16-50	5-9	300	1,0
МКЗ-2	60-120	9-14	400	2,3
МКЗ-3	150-240	15-20	500	2,75
МКЗ-4	300-400	25-30	650	4,15

Технічна характеристика:

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна за затискач	тис. грн.	15,00
Кількість на рік	шт.	5
Кількість монтажу на рік	шт	400
Вартість роботи	тис. грн.	0,02

Розрахунок:

Вартість робіт: 400 (шт) × 0,02 (грн) = 8 тис. грн.

Вартість обладнання: 5 × 15,00 (тис. Грн.) = 75,00 тис.грн.

Термін окупності: 75,00 / 8 = 9,375 року.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 49.6 тис. грн (без ПДВ).

36. Пристрій для скручування проводів МІ-230А

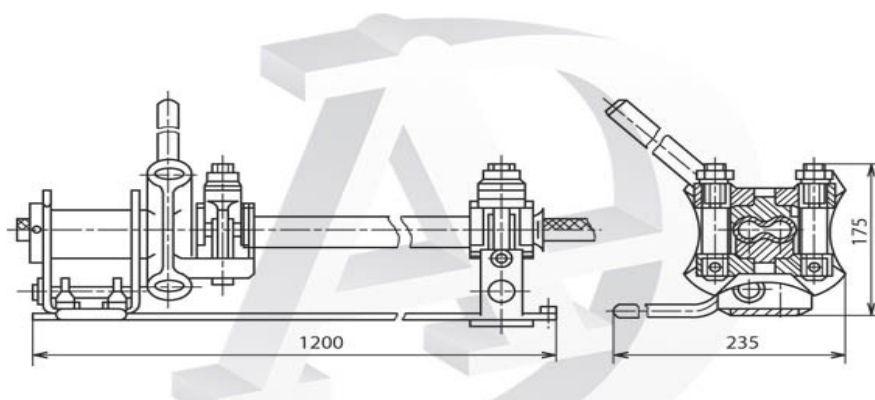
В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується виконати закупівлю пристроїв для скручування проводів МІ-230А кошторисною вартістю 10,5 тис.грн без ПДВ у кількості 1 шт, які необхідні для виконання робіт з обслуговування ПЛ-35-150 кВ.

Пристрій для скручування проводів МІ-230А використовують для монтажу овальних з'єднувачів сталевобалюмінієвих проводів перетином від АС-50 до АС-185 включно методом скручування. Дане обладнання при проведенні технічних обслуговувань та капітальних ремонтів дозволяє електромонтерам раціональніше використовувати час з обслуговування ПЛ.

На даний час в Товаристві налічується наявність близько 3 шт. пристроїв для скручування проводів МІ-230А, які є дефектними, застарілими та підлягають заміні.

Проте, проаналізувавши характер робіт, які наразі виконуються Товариством по технічним обслуговування та капітальним ремонтам, було вирішено оснастити електротехнічні бригади пристроями для скручування проводів МІ-230А

Даний пристрій планується закупити для робіт, що будуть виконуватися підрозділами служби повітряних та кабельних мереж.



Термін експлуатації пристроя становить орієнтовно 2 роки (в залежності від об'єму виконання робіт).

Необхідність на 2022 рік — 1 шт.

Розрахунок окупності:

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна за пристрій МІ-230	тис. грн.	10,50
Кількість на рік	шт.	1
Кількість монтажу на рік	шт	400

Вартість роботи	тис. грн.	0,03
-----------------	-----------	------

Розрахунок:

Вартість робіт: 400 (шт) × 0,03 (грн) = 12 тис. грн.

Вартість обладнання: 1 × 10,50 (тис. Грн.) = 10,50 тис.грн.

Термін окупності: 10,50 / 12 = 0,88 рік.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 6.25 тис. грн (без ПДВ).

37. Насос гідравлічний ножний НГН-7006

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується виконати закупівлю насоса гідравлічний ножний НГН-7006 кошторисною вартістю 12,15 тис.грн без ПДВ у кількості 1 шт, який необхідно для виконання робіт з обслуговування ПЛ-35-150 кВ.

Насос гідравлічний ножний НГН-7006 являється джерелом тиску для гідравлічного обладнання, незалежним від зовнішнього джерела живлення. Марка насоса НГН-7006 використовується для гідравлічного інструменту з пружинним поверненням з робочим об'ємом силового циліндру до 0,6 літра. Застосовується в якості приводу ножного гідравлічного насоса забезпечує виконання великої кількості технологічних операцій одним чоловіком звільняє руки оператора для роботи с інструментом.

Дане обладнання при проведенні технічних обслуговувань та капітальних ремонтів дозволяє електромонтерам раціональніше використовувати час з обслуговування ПЛ.

На даний час в Товаристві немає жодного насоса гідравлічного ножного НГН-7006. Проте, проаналізувавши характер робіт, які наразі виконуються Товариством по технічним обслуговування та капітальним ремонтам, було вирішено оснастити електротехнічні бригади насосом гідравлічним ножним НГН-7006.



Даний пристрій планується закупити для робіт, що будуть виконуватися підрозділами служби повітряних та кабельних мереж.

Технічна характеристика:

МАХ. тиск 70 МПа, Об'єм масла 0,6 л.

Максимальний тиск, МПа	70
Об'єм масла, л	0,6
Габаритні розміри, мм	450x220x250
Принцип насосу	плунжерний
Кіл-сть виходів	1
Клапан обмеження тиску	Да
Вага, кг	9,6

Термін експлуатації насосу становить орієнтовно 3 роки (в залежності від об'єму виконання робіт).

Необхідність на 2022 рік — 1 штука.

Розрахунок окупності:

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна за насос	тис.грн	12,15
Кількість на рік	шт	1
Кількість монтажу на рік	шт	200
Вартість роботи	тис. грн.	0,08

Розрахунок:

Вартість робіт: $200 \text{ (шт)} \times 0,08 \text{ (грн)} = 16 \text{ тис. грн.}$

Вартість обладнання: $1 \times 12,15 \text{ (тис.грн)} = 12,15 \text{ тис.грн.}$

Термін окупності: $12,15 / 16 = 0,8 \text{ року.}$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 6.75 тис. грн (без ПДВ).

38. Прес гідравлічний електромонтажний ПГ-1000 (головка)

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується виконати закупівлю пресу гідравлічного електромонтажного ПГ-1000 (головка) кошторисною вартістю 25,5 тис.грн без ПДВ у кількості 1 шт, який необхідно для виконання робіт з обслуговування ПЛ-35-150 кВ.

Електромонтажний гідравлічний прес ПГ-1000 застосовується для наконечників і гільз проводів і тросів ліній електропередач і відкритих розподільчих пристроїв. Дане обладнання при проведенні технічних обслуговувань та капітальних ремонтів дозволяє електромонтерам раціональніше використовувати час з обслуговування ПЛ.

На даний час в Товаристві немає жодного пресу гідравлічного електромонтажного ПГ-1000 (головка). Проте, проаналізувавши характер робіт,

які наразі виконуються Товариством по технічним обслуговування та капітальним ремонтам, було вирішено оснастити електротехнічні бригади пресом гідравлічним електромонтажним ПГ-1000 (головка)

Даний пристрій планується закупити для робіт, що будуть виконуватися підрозділами служби повітряних та кабельних мереж.



Технічні характеристики:

Максимальне зусилля, тс	35
Робочий хід поршня, мм	25
Максимальний робочий тиск, МПа	70
Повернення поршня	пружинний
Вага пресу, кг	14
Габарити, мм	360x220x110

Максимальний розмір матриць для опресування

Круга по алюмінію, мм	45
Шестигранна по алюмінію, мм ²	1000

Комплектація:

Комплектується набіром змінних шестигранних матриць. Поворотна робоча головка з відкидною скобою поворотна на 360°. Пружинне повернення силового циліндра гідравлічного пресу, компактність і мала вага, дозволяє вести роботи в будь якому положенні в просторі.

Термін експлуатації пресу становить орієнтовно 3 роки (в залежності від об'єму виконання робіт).

Розрахунок окупності:

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
-------	----------------	-----------

Ціна за прес	тис. грн.	25,5
Кількість на рік	шт.	1
Кількість монтажу на рік	шт	200
Вартість роботи	тис. грн.	0,08

Розрахунок:

Вартість робіт: 200 (шт) × 0,08 (грн) = 16 тис. грн.

Вартість обладнання: 1 × 24,00 (тис. грн.) = 24,00 тис.грн.

Термін окупності: 25,5 / 16 = 1,6 року.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 14.17 тис. грн (без ПДВ).

39. Шліфмашина кутова Dnipro-M GL-230 або аналог

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується виконати закупівлю кутових-шліфмашин METABO WEQ 1400-125 кошторисною вартістю 4,05 тис.грн без ПДВ у кількості 2 шт, які необхідні для виконання робіт з обслуговування ПЛ-35-150 кВ.

Кутові шліфмашини використовуються відповідним персоналом вже багато років для робіт з обслуговування ПЛ-35-150 кВ.

Дане обладнання використовується для роботи з металевими елементами на опорах, зняття фарби, різання та шліфування різних елементів при виконання технічних обслуговувань та капітальних ремонтів.

На даний час в Товаристві налічується наявність близько 3 кутово-шліфувальних машин, які є дефектними, застарілими та підлягають заміні.

Даний інструмент планується закупити для робіт, що будуть виконуватися підрозділами служби повітряних та кабельних мереж.

Болгарка Dnipro-M GL-230 зручна кутова шліфувальна машина компактного класу із дворучним хватом. Дуже зручний інструмент для задач, де передбачаються великі навантаження і роботи в незручних положеннях, в роботах, де габарити відіграють другорядну роль. Завдяки зручному дворучному хвату, інструмент чудово контролюється під час роботи.



Технічні характеристики:

Тип	кутова
Споживча потужність	2000 Вт
Макс. кіл-ть обертів	6500 об/хв
Макс. діаметр диска	230 мм
Додатково	плавний пуск захист від випадкового включення, поворотна основна рукоятка
Комплектація	додаткова рукоятка
Длина кабеля	3 м
Вага	5.9 кг

Основні переваги:

Модель Dnipro-M GL-230 має хороший набір сучасних електронних систем для безпечної роботи - плавний пуск, блокування повторного пуску при скачках електрики, а також система відключення обертання при затиску диска в матеріалу.

Механічне блокування випадкового включення.

Самовідключні вугільні щітки для захисту ротора.

Технічні особливості: захисний кожух, автовимкнення при надмірному зносі щіток, безінструментальна заміна оснащення, металевий корпус редуктора
Захист від вібрації: віброгасильна основна рукоятка, активна система гасіння вібрації

Електронні системи: захист від перегріву, захист від випадкового повторного включення, плавний пуск, підтримання постійної частоти обертання під навантаженням, електронне гальмування двигуна

Додаткова інформація:

Кількість позицій установки основної рукоятки: 2

Довжина мережевого кабелю: 4 м

Додаткові характеристики:

Напруга живлення: 220 В

Розрахунок окупності

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна за кутову-шліфмашину	тис.грн	4,05
Кількість на рік	шт.	2
Усереднена кількість використань на рік	шт	100
Вартість роботи	тис.грн	0,2

Розрахунок:

Вартість робіт: 100 (шт) · 0,2 (грн) = 20 тис.грн

Вартість обладнання: 2 x 4,05 (тис.грн) = 8,10 тис.грн.

Термін окупності: $8,10 / 20 = 0,4$ роки.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 4.16 тис. грн (без ПДВ).

40. Мотокоса Stihl FS 350 (або аналог)

В рамках Інвестиційної програми 2022 року Товариством планується виконати закупівлю висоторізів Stihl FS 350 кошторисною вартістю 15,38 тис.грн без ПДВ у кількості 3 шт.

Даний пристрій вже декілька років використовується в Товаристві для спрощення роботи бригад з обслуговування повітряних ліній, в частині швидкого виконання робіт з розчистки трас ПЛ-35-150 кВ від парослі дерев, кущів тощо, що дозволяє електромонтерам раціональніше використовувати час з обслуговування ПЛ.

На даний час в Товаристві налічується близько 2 мотокос STIHL FS 350, які є дефектними, застарілими та підлягають заміні.

Даний інструмент планується закупити для робіт, що будуть виконуватися підрозділами служби повітряних та кабельних мереж.



Технічні характеристики STIHL FS350:

Робочий об'єм (куб. см) 40,2

Міцність (кВт / л.с.) 1,6 / 2,2

Вага без ріжучого інструменту / захисту (кг) 7,3

Загальна довжина без ріжучого інструменту (м) 177

Ріжучий інструмент - Ніж для заростей, 3-х пелюстковий.

Комплект поставки STIHL FS350:

Тример, захисні окуляри, рукоять з двома ручками, інструкція користувача.

Розрахунок окупності:

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна за мотокоосу	тис. грн.	15,38
Кількість на рік	шт.	3
Кількість покосу на рік	га	6
Вартість роботи	тис. грн.	3,3

Розрахунок:

Вартість робіт: 6 (га) × 3,3 (грн) = 19,8 тис. грн.

Вартість обладнання: 3 × 15,38 (тис. грн.) = 46,14 тис. грн.

Термін окупності: 46,14 / 19,8 = 2,3 року.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 38.46 тис. грн (без ПДВ).

41. Metrel MI2892 ST

Згідно Кодексу систем розподілу (надалі — Кодекс ОСР) Розд.11.4. «Якість надання послуг» оператор системи розподілу АТ «Херсонобленерго» повинен дотримуватись затверджених Регулятором показників якості послуг з електропостачання, які характеризують рівень надійності електропостачання, комерційної якості надання послуг та якості електричної енергії (e/e), з вимірюванням таких показників: напруги, небалансу напруги, напруги гармонік, флікерів, а також фіксації провалів напруги та перенапруги. Для контролю цих показників Кодекс ОСР вимагає виконувати моніторинг якості e/e з фіксованою періодичністю вимірювань для відповідних класів напруги.

Для виконання контролю необхідно використовувати пристрої які мають можливість видачі готових до використання звітів та протоколів вимірів і відповідають вимогам ДСТУ EN50160:2014.

Пристрій METREL MI 2892ST використовується для вимірювання параметрів якості електричної енергії, відповідає усім необхідним параметрам для виконання зазначених завдань.

Пристрої METREL MI 2892ST придбаються, замість пристроїв SATEC, тому що пристрої SATEC не забезпечують необхідну якість вимірювань.

На 2022 рік заплановане придбання 3 пристрої типу METREL MI 2892ST для дооснащення комплексу вимірювальних приладів, і для використання персоналом бригад по контролю за якістю електричної енергії.

Заплановані витрати коштів на 2022 рік:

3 шт * 154,0 тис.грн = 462,0 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	154 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	20 тис. грн.
Відстань до ПС	2*50 км.
Ціна 1 літра палива	32 грн
Середня ЗП водія	250 грн./ день

Розрахунок:

Витрати на паливо:

$$100 \text{ км} \times 5 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 89,5 \text{ л.}$$

$$89,5 \times 32 = 2\,864 \text{ грн.}$$

- ЗП працівників:

$$480 \times 5 \text{ (днів)} \times 2 \text{ (кількість працівників)} = 4\,800 \text{ грн.}$$

- ЗП водія:

$$250 \times 5 \text{ (днів)} = 1\,250 \text{ грн.}$$

- ЗП разом:

$$1\,250 + 4\,800 = 6\,050 \text{ грн.}$$

- Сума витрат:

$$2\,864 + 6\,050 + 20\,000 = 28\,917 \text{ грн.}$$

Термін окупності:

$$154,0 / 28,9 = 5,3 \text{ років.}$$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 219.1 тис. грн (без ПДВ).

42. Linax PQ3000

Згідно Кодексу систем розподілу (надалі — Кодекс ОСР) Розд.11.4. «Якість надання послуг» оператор системи розподілу АТ «Херсонобленерго» повинен дотримуватись затверджених Регулятором показників якості послуг з електропостачання, які характеризують рівень надійності електропостачання, комерційної якості надання послуг та якості електричної енергії (e/e), з вимірюванням таких показників: напруги, небалансу напруги, напруги гармонік, флікерів, а також фіксації провалів напруги та перенапруги. Для контролю цих показників Кодекс ОСР вимагає виконувати моніторинг якості e/e з фіксованою періодичністю вимірювань для відповідних класів напруги.

Для виконання контролю необхідно використовувати пристрої які мають можливість видачі готових до використання звітів та протоколів вимірів і відповідають вимогам ДСТУ EN50160:2014.

Пристрій LINAX PQ3000 використовується для вимірювання параметрів якості електричної енергії у трифазних електроустановках високої напруги, відповідає усім необхідним параметрам для виконання зазначених завдань.

Пристрої LINAX PQ3000 придбаються, замість пристроїв SATEC, тому що пристрої SATEC не забезпечують необхідну якість вимірювань.

На 2022 рік заплановане придбання 8 пристроїв типу LINAX PQ3000 для дооснащення комплексу вимірювальних приладів.

Заплановані витрати коштів на 2022 рік:
8 шт * 70,29 тис.грн = 562,32 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	70,29 тис.грн.
Кількість виявлених дефектів на рік	1
Кількість днів на 1 післяаварійну перевірку	5 днів
Склад бригади	2 чол.
Середня ЗП працівника за робочий 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	250 грн./ день

Розрахунок:

Витрати на паливо:

$100 \text{ км} \times 5 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 89,5 \text{ л.}$

$89,5 \times 32 = 2\,864 \text{ грн.}$

- ЗП працівників:

$480 \times 5 \text{ (днів)} \times 2 \text{ (кількість працівників)} = 4\,800 \text{ грн.}$

- ЗП водія:

$250 \times 5 \text{ (днів)} = 1\,250 \text{ грн.}$

- ЗП разом:

$1\,250 + 4\,800 = 6\,050 \text{ грн.}$

- Сума витрат:

$2\,864 + 6\,050 + 7\,000 = 15\,914 \text{ грн.}$

Термін окупності:

$70,29 / 15,9 = 4,4 \text{ років}$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 525.2 тис. грн (без ПДВ).

43. Metrel MI2883 ST

Згідно Кодексу систем розподілу (надалі — Кодекс ОСР) Розд.11.4. «Якість надання послуг» оператор системи розподілу АТ «Херсонобленерго» повинен дотримуватись затверджених Регулятором показників якості послуг з електропостачання, які характеризують рівень надійності електропостачання, комерційної якості надання послуг та якості електричної енергії (e/e), з вимірюванням таких показників: напруги, небалансу напруги, напруги гармонік, флікерів, а також фіксації провалів напруги та перенапруги. Для контролю цих показників Кодекс ОСР вимагає виконувати моніторинг якості e/e з фіксованою періодичністю вимірювань для відповідних класів напруги.

Для виконання контролю необхідно використовувати пристрої які мають можливість видачі готових до використання звітів та протоколів вимірів і відповідають вимогам ДСТУ EN50160:2014.

Пристрій METREL MI 2883ST використовується для вимірювання параметрів якості електричної енергії у трифазних електроустановках низької напруги, відповідає усім необхідним параметрам для виконання зазначених завдань.

Пристрої METREL MI 2883ST придбаються, замість пристроїв SATEC, тому що пристрої SATEC не забезпечують необхідну якість вимірювань.

На 2022 рік заплановане придбання 2 пристрої типу METREL MI 2883ST для дооснащення комплексу вимірювальних приладів, і для використання персоналом бригад по контролю за якістю електричної енергії.

Заплановані витрати коштів на 2022 рік:

2 шт * 80,2 тис.грн = 160,4 тис.грн.

Економічний ефект

Вихідні дані:

Ціна 1 пристрою	80,2 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	250 грн./ день

Розрахунок:

Витрати на паливо:

$100 \text{ км} \times 5 \text{ (кількість днів)} \times 0.179 \text{ (л/км)} = 89,5 \text{ л.}$

$89,5 \times 32 = 2\,864 \text{ грн.}$

- ЗП працівників:

$480 \times 5 \text{ (днів)} \times 2 \text{ (кількість працівників)} = 4\,800 \text{ грн.}$

- ЗП водія:

$250 \times 5 \text{ (днів)} = 1\,250 \text{ грн.}$

- ЗП разом:

$1\,250 + 4\,800 = 6\,050 \text{ грн.}$

- Сума витрат:

$2\,864 + 6\,050 + 7\,000 = 15\,914 \text{ грн.}$

Термін окупності:

$80,2 / 15,9 = 5 \text{ років.}$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 118.44 тис. грн (без ПДВ).

44. Придбання перевірочної апаратури Випробувальна установка “РЗА-Тестер” або аналог

В даний час релейний персонал СРЗА АТ«Херсонобленерго» використовує для виконання перевірок пристроїв РЗА всіх рівнів складності морально застарілі та фізично зношені однофазні перевірочні установки типу У-5053 (1970-80-х років виготовлення), технічні характеристики яких не дозволяють виконувати перевірки сучасних складних та дуже складних мікропроцесорних пристроїв РЗА, таких як:

- захисти ліній 150кВ типу Діамант L014, Діамант L031, Siemens 7SA61;
- захисти систем(секцій) шин 150кВ типу REB670, Діамант SH01;
- захисти силових трансформаторів типів RET670, 7IRV, Діамант T010, Діамант T030, РС83-ДТ2 та інші.

Для перевірки особливо складних мікропроцесорних пристроїв РЗА у всіх випадках необхідно мати як мінімум три незалежні джерела струму з індивідуальними настройками по рівням струмів, кутів, та шість незалежних джерел напруги, також з індивідуальними настройками. Виконати перевірку таких пристроїв РЗА установкою У-5053 в принципі неможливо, тому що при наявності на струмовому трьохфазному вході пристрою РЗА однофазного струму, цей пристрій РЗА блокується і видає помилку.

Перевірочна установка типу РЗА-ТЕСТЕР, в комплекті з трансформатором напруги ТН-600, має в своєму складі 3-и струмових джерела з максимальним навантаженням 35А, 8 каналів по напрузі, з максимальною напругою 125В, і блок розширення каналів по напрузі з кількістю каналів — 6, з напругою 125В.

Впровадження перевірочної установки типу РЗА-ТЕСТЕР, в комплекті з трансформатором напруги ТН-600, дозволить:

- виконувати перевірки мікропроцесорних пристроїв РЗА будь-якої складності, та функціонального наповнення;
- контролювати та налаштовувати під час перевірки всі можливі та необхідні параметри кожного каналу по струму і по напрузі окремо, і з достатньою точністю;
- зменшити час перевірки МП РЗА до 30% за рахунок використання автоматичних режимів перевірок, можливих завдяки вмонтованим в перевірочну установку комп'ютерним програмам;
- отримувати одразу ж після перевірки роздрукований протокол перевірки, що на 50% зменшує час на оформлення результатів перевірок пристроїв МП РЗА;
- виконувати в повній мірі аналіз реальних аварійних процесів, що відбувалися в мережах 150кВ, з можливістю їх відтворення, завдяки можливості використання файлів аварійних процесів формату «Comtrade» з реєстраторів РЕКОН, та реєстраторів, вмонтованих в більшість пристроїв МП РЗА.

РЗА-ТЕСТЕР вже використовується у перевірках релейної апаратури, але чисельність його недостатня.

На 2022 рік заплановане придбання 1-ї перевірочної установки типу РЗА-ТЕСТЕР в комплекті з трансформатором напруги ТН-600 для використання персоналом центральної служби СРЗА.

Заплановані витратити коштів у 2022 інвестиційному році: **993,75 тис.грн.**

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 шт.
Вартість пристрою	993,75 тис.грн.
Економія часу при застосуванні приладу за один робочий день	4,7 години
Сумарна заробітна плата бригади за одну годину	111,25 грн.
Середня кількість робочих днів на місяць	21

Розрахунок

$4,7 \text{ год.} \times 21 \text{ (роб. день)} * 12 \text{ (місяців)} = 1184,4 \text{ л/г.}$

Умовна економія заробітної плати бригади на рік:

$1184,4 * 111,25 = 131705 \text{ грн.}$

Термін окупності на один пристрій:

$993,75 / 131,705 = 7,5 \text{ року.}$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 767.64 тис. грн (без ПДВ).

45. Придбання перевірконої апаратури Випробувальна установка “РРАТ” в комплекті з трансформатором струму ТТ-400 або аналог

В даний час релейний персонал СРЗА АТ«Херсонобленерго» використовує для виконання перевірок пристроїв РЗА всіх рівнів складності морально застарілі та фізично зношені однофазні перевірочні установки типу У5052 (1970-80-х років виготовлення), технічні характеристики яких не дозволяють виконувати перевірки сучасних простих та складних електромеханічних, мікроелектронних та мікропроцесорних пристроїв РЗА з достатньою точністю вимірювання параметрів спрацювання по струму, напрузі, часу спрацювання та повернення.

Існуючі установки типу У5052 мають ряд недоліків, які спричиняють багато незручностей при їх використанні:

великі габаритні розміри - габарити двох блоків К513 (блок регулювальний) та К514 (блок навантажувальний): 520*500*220мм. (блоки використовуються одночасно);

велика вага: маса блоку К513 - 26кг, блоку К514 – 29кг.;

недостатня точність вимірювальних приладів (клас точності 4,0);

неможливість вимірювати одночасно декілька контрольованих величин;

складність у використанні установки через велику кількість елементів керування блоків К513, К514;

відсутність будь – якої фіксації результатів вимірювань.

Перевірочна установка типу РРАТ в комплекті з трансформатором струму ТТ-400 має наступні властивості: керування процесами вимірювання від персонального комп'ютера (ноутбук), режими ручного та автоматичного вимірювання (комплекс програмного забезпечення), високий клас точності (1,0), універсальність використання завдяки додатковим можливостям – вимірювання

частоти, потужності, гармонік, можливість формування та відтворення будь – яких сигналів (імітування аварій), формування та архівація протоколів вимірювань, компактність приладу, невелика вага (11кг).

Впровадження перевірочної установки типу RPAD в комплекті з трансформатором струму ТТ-400 дозволить:

Виконувати перевірки однофазних простих та складних електромеханічних, мікроелектронних та мікропроцесорних пристроїв РЗА будь-якої складності, та функціонального наповнення.

Контролювати та налаштовувати під час перевірки всі можливі та необхідні параметри кожного каналу по струму і по напрузі окремо, і з достатньою точністю.

Зменшити час перевірки пристроїв РЗА до 30% за рахунок використання автоматичних режимів перевірок, можливих завдяки вмонтованим в перевірочну установку комп'ютерним програмам.

Отримувати одразу ж після перевірки роздрукований протокол перевірки, що на 50% зменшує час на оформлення результатів перевірок пристроїв РЗА.

Виконувати в повній мірі аналіз реальних аварійних процесів, що відбувалися в мережах 150кВ, з можливістю їх відтворення, завдяки можливості використання файлів аварійних процесів формату «Comtrade» з реєстраторів РЕКОН, та реєстраторів, вмонтованих в більшість пристроїв МП РЗА.

Прилад RPAT, ще не використовувався у перевірках релейної апаратури, але його робочі властивості дозволяють проводити перевірки приладів РЗА з більш високою якістю це проводиться на засторілом обладнанні.

На 2022 рік заплановане придбання 1-ї перевірочної установки типу RPAT в комплекті з ТТ-400 для дооснащення комплексу вимірювальних приладів СРЗА, і для використання персоналом бригад центральної служби РЗА.

Заплановані витрати коштів у 2022 інвестиційному році **608,03 тис.грн.**

Економічний ефект

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 шт.
Вартість пристрою	608,03 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

$2,5 \text{ год.} \times 21 \text{ (роб. день)} \times 12 \text{ (місяців)} = 630,0 \text{ л/г.}$

Умовна економія заробітної плати бригади на рік:

$630,0 \times 111,25 = 70087,5 \text{ грн.}$

Термін окупності на один пристрій:

$608,03 / 70,1 = 8,7 \text{ років.}$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 295 тис. грн (без ПДВ).

46. Пристрій для перевірки простих пристроїв РЗА ПТ-01 в комплекті з трансформатором струму ТТ-400 або аналог

В даний час релейний персонал СРЗА АТ«Херсонобленерго» використовує для виконання перевірок пристроїв РЗА всіх рівнів складності морально застарілі та фізично зношені однофазні перевірочні установки типу У5052 (1970-80-х років виготовлення), технічні характеристики яких не дозволяють виконувати перевірки сучасних простих та складних електромеханічних, мікроелектронних та мікропроцесорних пристроїв РЗА з достатньою точністю вимірювання параметрів спрацювання по струму, напрузі, часу спрацювання та повернення.

Існуючі установки типу У5052 мають ряд недоліків, які спричиняють багато незручностей при їх використанні:

великі габаритні розміри - габарити двох блоків К513 (блок регулювальний) та К514 (блок навантажувальний): 520*500*220мм. (блоки використовуються одночасно);

велика вага: маса блоку К513 - 26кг, блоку К514 – 29кг.;

недостатня точність вимірювальних приладів (клас точності 4,0);

неможливість вимірювати одночасно декілька контрольованих величин;

складність у використанні установки через велику кількість елементів керування блоків К513, К514.

Перевірочна установка типу ПТ-01 в комплекті з трансформатором струму ТТ-400 має наступні властивості: високий клас точності (1,0), універсальність використання завдяки додатковим можливостям – вимірювання частоти, потужності, можливість формування та відтворення будь – яких сигналів (імітування аварій), компактність приладу, невелика вага (20кг).

Впровадження перевірочної установки типу ПТ-01 в комплекті з трансформатором струму ТТ-400 дозволить:

Виконувати перевірки однофазних простих електромеханічних, мікроелектронних та мікропроцесорних пристроїв РЗА будь-якої складності, та функціонального наповнення.

Контролювати та налаштовувати під час перевірки всі можливі та необхідні параметри кожного каналу по струму і по напрузі окремо, і з достатньою точністю.

Зменшити час перевірки пристроїв РЗА до 30% за рахунок використання передбачених режимів перевірок.

На 2022 рік заплановане придбання 1-ї перевірочної установки типу ПТ-01 в комплекті з ТТ-400 для дооснащення комплексу вимірювальних приладів СРЗА, і для використання персоналом бригад служби РЗА.

Заплановані витратити коштів у 2022 інвестиційному році **273,83 тис.грн.**

Економічний ефект

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 шт.
Вартість пристрою	273,83 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

$2,5 \text{ год.} \times 21 (\text{роб. день}) \times 12 (\text{місяців}) = 630,0 \text{ л/г.}$

Умовна економія заробітної плати бригади на рік:

$630,0 \times 111,25 = 70087,5 \text{ грн.}$

Термін окупності на один пристрій:

$273,83 / 70,1 = 3,9 \text{ року.}$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 155 тис. грн (без ПДВ).

47. Бензо- генератор Vitals (або аналог) 5,0 кВт

Під час виконання перевірки пристроїв релейного захисту використовується перевірна апаратура, яка потребує незалежне джерело живлення електроенергією з потужністю до 5 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.

Зважаючи на вказані недоліки релейний персонал окремих РЕЗ і ЕМ зовсім не виконує перевірки пристроїв РЗА на ПС-35/10кВ з одним силовим трансформатором.

Технічний опис.

Впровадження бензогенератора дозволить:

- виконувати перевірки пристроїв РЗА в повному обсязі на всіх ПС-35/10кВ, і в першу чергу на одно трансформаторних;
- зменшити час і витрати палива на доставку бензогенератора до робочого місця;
- одержати в цілому комплекс релейних захистів АТ«Херсонобленерго», який діє у відповідності до вимог НТД з селективності та надійності роботи

енергетичного устаткування.

Витрати коштів: на 2022 рік заплановане придбання 1-го бензогенератора для використання персоналом СРЗА.

Заплановані витратити коштів у 2022 інвестиційному році 23,18 тис.грн

Економічний ефект:

Вихідні дані:

Зміст	Одиниці виміру	Кількість
Ціна приладу	тис. грн.	23,18
Кількість приладів на рік	шт.	1
Кількість перевірок одно-трансформаторних підстанцій на рік	шт.	18
Тривалість відрядження для роботи на одній підстанції	доба	2
Тривалість робіт з бензогенератором на рік	доба	36
Вартість оренди генератора на добу	грн.	250

Розрахунок:

Витрати на оренду бензогенератора:

$$250 \text{ грн.} \times 36 \text{ (кількість діб)} = 9000 \text{ грн.}$$

Термін окупності:

$$23,18 / 9,0 = 2,6 \text{ року.}$$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 16.49 тис. грн (без ПДВ).

48. Вольтамперфазометр МІРА-А (або аналог)

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 налаштувань 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 кути зсувів між струмом і напругою, струмом і струмом, напругою і напругою. Таким вимірювальним пристроєм є вольтамперфазометр типу МІРА-А.

В експлуатації у 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 непрямыми 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 МІРА-А, 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 ($\cos\phi$), обчислення та відображення;
- активної, реактивної та повної потужності.

На 2022 рік заплановане придбання 1-го вольтамперфазометру типу МІРА-А для дооснащення комплексу вимірювальних приладів СРЗА, і для використання персоналом бригад центральної служби РЗА.

Заплановані витратити коштів у 2022 інвестиційному році **53,78 тис.грн.**

Економічний ефект

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 шт.
Вартість пристрою	53,78 тис.грн.
Економія часу при застосуванні приладу за один робочий день	1 година
Сумарна заробітна плата бригади за одну годину	111,25 грн.
Середня кількість робочих днів на місяць	21

Розрахунок

1 год. × 21(роб. день) * 12(місяців) = 252 л/г.

Умовна економія заробітної плати бригади на рік:

252 * 111,25 = 28035 грн.

Сума витрат:

28,035 (тис.грн.)

Термін окупності одного пристрою:

53,78 / 28,04 = 1,9 року.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 30 тис. грн (без ПДВ).

49. Вольтамперфазометр ВАФ-А

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 налаштувань 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.

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 непрямыми 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, 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 ($\cos\phi$), обчислення та відображення;
- активної, реактивної та повної потужності.

На 2022 рік заплановане придбання 1-го вольтамперфазометра типу ВАФ-А для використання персоналом СРЗА.

Заплановані витратити коштів у 2022 інвестиційному році:

$$1 * 46,02 = 46,02 \text{ тис.грн.}$$

Економічний ефект

Вихідні дані:

Кількість пристроїв	1 шт.
Вартість пристрою	46,02 тис.грн.
Економія часу при застосуванні приладу за один робочий день	1 година
Сумарна заробітна плата бригади за одну годину	111,25 грн.
Середня кількість робочих днів на місяць	21

Розрахунок

$$1 \text{ год.} \times 21(\text{роб. день}) * 12(\text{місяців}) = 252 \text{ л/г.}$$

Умовна економія заробітної плати бригади на рік:

$$252 * 111,25 = 28035 \text{ грн.}$$

Сума витрат:
28,035 (тис.грн.)

Термін окупності одного пристрою:

$$46,02 / 28,04 = 1,6 \text{ року.}$$

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 34.15 тис. грн (без ПДВ).

50. Бензо-генератор Matari MX10000EA (або аналог) 7,0 кВт

На балансі АТ «Херсонобленерго» знаходяться безліч однотрансформаторних підстанцій. Згідно нормативів, обладнання щонайменше раз на рік виводиться у ремонт, а при виведенні обладнання в ремонт, однотрансформаторна підстанція залишається без живлення мережі 220 В. За звичай, для ремонту обладнання необхідно застосовувати електроінструмент, без якого ремонт сповільнюється в декілька разів, а цей показник ні як не йде на користь підприємству. За рахунок чого, збільшується коефіцієнт SAIDI. У разі ліквідації аварії час минає безцінно, а абоненти залишаються без електропостачання. Таким чином за наявності бензо-генератора, бригади служби підстанцій зможуть користуватися електроінструментом (дріль, шліфмашина кутова, компресор, інверторний зварювальний апарат, перфоратор), завдяки якому пришвидшується ремонт або відновлення аварійної ситуації, що впливає на зменшення коефіцієнту SAIDI. В службі підстанцій у наявності шість бензо-генераторів, але на всі бригади не вистачає, і шість бригад, які знаходяться у районних центрах, не мають бензо-генераторів. В заміні старих бензо-генераторів, нові не закупувалися через обмежений бюджет.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу обладнання і витратах часу на його ремонт до 6 годин, у середньому навантаженням 3700 кВт однотрансформаторної підстанції.

$$3700 * 6 \text{ годин} = 22200 \text{ кВт г}$$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$$\text{В лік.} = 1,68 * 22200 = 37296 \text{ грн.}$$

Також слід враховувати, що споживачі залишаються знеструмлені на час ремонту з кількістю побутових споживачів у середньому 1200 та юридичних 100 ТКО більше 24 годин сума надання компенсації становитиме:

$$\text{Вкомпенс.} = 1200 * 200 \text{ грн} + 100 * 400 \text{ грн} = 280000 \text{ грн.}$$

$$\text{В експ.} = \text{Вкомпенс.} + \text{Влік.} = 280000 + 37296 = 317296 \text{ грн}$$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$$\text{Ток} = 245\,840 / 317\,296 = 0,77 \text{ року.}$$

Таким чином, процес закупівлі бензо-генератору є доцільним за економічними показниками.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 151.65 тис. грн (без ПДВ).

51. Мотокоса STIHL FS 450 (або аналог)

На балансі АТ «Херсонобленерго» знаходяться 199 підстанцій. Обладнання розташоване на відкритому ґрунті, і через кліматичні умови дуже швидко відновлюється трав'яне покриття, а саме ріст трави, тому є необхідність утримувати свої прилеглі території у належному санітарному стані, в т.ч.: своєчасно покосити газонну траву. З початком весни зростання газонної трави посилюється, вона починає колоситися, тому необхідно не допускати високої газонної трави, своєчасно її косити. Що найменше два рази на місяць необхідний виїзд бригади на прибирання високих заростей трави. Не прибрана трава може призвести до аварійної ситуації на будь якій підстанції. Також це може призвести до пожежної небезпеки, а пожежа в свою чергу до масштабної аварії на виробництві. Товариство може отримати чималих збитків через аварійні обставини на прилеглих територіях. За рахунок чого, збільшується коефіцієнт SAIDI. В службі підстанцій у наявності 12 мотокос, але всі вони вже відпрацювали свій моторесурс. Ремонт мотокос вже недоцільний, бо на кожен їх наступний ремонт витрачається вартість, більша за початкову ціну. В заміні старих мотокос, нові не закуповувались через обмежений бюджет, а прибирати території від трави досі необхідно.

Економічне обґрунтування

Приймаючи до уваги вартість недовідпущеної електроенергії при виході з ладу обладнання і витратах часу на його ремонт до 6 годин, у середньому навантаженням 5000кВт однотрансформаторної підстанції.

$5000 * 6 \text{ годин} = 30000 \text{ кВт г}$

При покупному тарифі 1,68 грн/кВт г.

$\text{В лік.} = 1,68 * 30000 = 50400 \text{ грн.}$

Термін окупності виконання цього заходу дорівнює:

$\text{Ток} = 151672 / 50400 = 3 \text{ роки.}$

Таким чином, процес закупівлі мотокос є доцільним за економічними показниками.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 126.4 тис. грн (без ПДВ).

52. Технічне переоснащення внутрішньооб'єктових мереж будівель (водопостачання, водовідведення) для задоволення санітарних потреб за адресою: м.Н.Каховка, вул.Французька, 6а

На даний момент працівники Новокаховського відділення розподільчих мереж АТ «Херсонобленерго» потребують відповідних санітарно побутових умов у розрізі наявності побутових приміщень, роздягалень, душових та вбиралень які відповідають сучасним вимогам.

На даний момент у відділеннях взагалі відсутні внутрішні вбиральні, душові, а побутові приміщення влаштовані у складах, комірках, тощо.

Для забезпечення сучасними умовами праці працівників Чаплинського та Новокаховського ВДЗРМ передбачається модернізація внутрішньооб'єктових мереж з прокладанням зовнішніх водопроводів, каналізації, улаштування септику та підключення адмінбудівель до систем водопостачання та каналізації. Дані заходи дозволять забезпечити належні санітарно-побутові умови роботи персоналу Новокаховського відділення розподільчих мереж АТ “Херсонобленерго”.

Відповідно до завдання на проєктування, у 2021 році ФОП Черненко С.О. було розроблено робочий проєкт **“Технічне переоснащення внутрішньооб'єктових мереж будівель (водопостачання, водовідведення) для задоволення санітарних потреб за адресою: м.Н.Каховка, вул.Французька, ба”**

Згідно проєктно-кошторисної документації передбачено наступний обсяг робіт:

- передбачається реконструкція адміністративної будівлі для задоволення санітарних потреб робітників.
- проєктом передбачається реконструкція частини приміщень 1-го та другого поверхів будівлі.

Нові цегляні перегородки запроектовані з глиняної повнотілої цегли М75 на розчині М50, товщиною 120мм. Перегородки кріпити до стін йоржами з арматури $d=10A240C$, $L=500\text{мм}$ з кроком 0,5м по висоті (але не менше трьох) і скобами до перекриття через 1м (але не менше трьох). Цегляні перегородки в процесі зведення не доводяться на 20-30мм до несучих конструкцій перекриття щоб уникнути передачі на них навантаження. Зазори заповнюються пружним матеріалом (екструдованим пінополістиролом). Перегородки штукатуряться.

Проєктом передбачається закладання цеглою існуючих дверних та оконних прорізів (детальніше - на кресленнях).

Кладку виконувати у відповідності до ДБН В.2.6-162:2010 "Кам'яні та армокам'яні конструкції".

Передбачається посилення металевими елементами існуючих дверних прорізів.

Мінімально допустиме значення опору теплопередачі нових вікон повинно складати $R_{q \min} = 0,6 \text{ м}^2 \cdot \text{°C} / \text{Вт}$. Після заміни вікон виконати ремонт віконних укосів.

Мінімально допустиме значення опору теплопередачі зовнішніх дверей повинно складати $R_{q \min} = 0,5 \text{ м}^2 \cdot \text{°C} / \text{Вт}$.

Проєктом передбачається ремонт внутрішнього опорядження реконструйованих приміщень.

Розділ проєкту вентиляції та опалення розроблений відповідно до архітектурно-будівельної частини проєкту відповідно до чинних норм і правил на проєктування: ДБН В.2.5-67: 2013 "Опалення, вентиляція і кондиціонування".

Розрахункова зимова температура зовнішнього повітря -19°C .
Розрахункова річна температура зовнішнього повітря $+ 31^{\circ} \text{C}$.

Система опалення приміщень існуюча, задовільняє діючим нормам та правилам проектом не змінюється.

Приплив повітря в приміщення - через нещільності будівельних конструкцій та системою природної припливної вентиляції ПП1 (х2) в прим.1 (згідно плану).

Витяжна вентиляція виконується за допомогою системи В1-В3 з каналними вентиляторами згідно повітряного балансу приміщень.

Проект внутрішнього водопроводу і каналізації розроблений на підставі завдання на проектування, архітектурно-будівельної частини проекту, ДБН В.2.5-65: 2012 "Внутрішній водопровід та каналізація", ДБН В.2.2-28:2010 "Будинки адміністративного та побутового призначення".

Необхідний напір холодної води для водопостачання становить 20 м.в.ст. і забезпечується зовнішніми мережами водопостачання.

Облік водоспоживання холодної води здійснюється водоміром на вводі в будівлю.

Розрахункова витрата води (загальна) 1,53 л/с; 1,63 м³/год; 4,60 м³/добу.

Гаряче водопостачання здійснюється від бойлерів.

Розвідні трубопроводи системи холодного і гарячого водопостачання, а також стояки і підводки до приладів запроектовані - з поліпропіленових труб "штаби" (пр-ва "Екопластик").

Розвідні трубопроводи і стояки прокласти в теплоізоляції.

Мережі госп-побутової каналізації К1 запроектовані з поліпропіленових труб "Ostendorf".

Загальна розрахункова кількість стоків 4,60 м³/добу.

Проект зовнішніх мереж водопостачання і каналізації розроблений на підставі завдання на проектування, генплану, вертикального планування, топографічної зйомки, ДБН В 2.5-74:2013 "Водопостачання. Зовнішні мережі і споруди", ДБН В 2.5-75:2013 "Каналізація. Зовнішні мережі і споруди".

Водопостачання передбачено від існуючих мереж водопроводу.

Напір у точці підключення 12 м. вод.ст.

Розрахункова витрата води 4,60 м³/добу; 1,63 м³/год; 1,53 л/с.

Точка підключення - існуючий ввід водопроводу в будівлю.

Водомірний вузол встановлюється в існуючому оглядовому колодязі.

Каналізаційні побутові стоки потрапляють в септик, потім очищені стоки стікають в колодязь-накопичувач, звідки, по мірі накопичення, вивозяться в місця, погоджені з сан. службою.

Розрахунковий скид стоків – 4,60 м³/добу.

Трубопроводи для:

водопостачання - поліетиленова PE100 за ТУ У В 2-21547843.006-2001;

каналізації - полівінілхлоридна труба.

Основа під трубопроводи - ущільнений ґрунт 0,3 м.

Річна витрата води – 1,159 тис.м³/рік.

До Інвестиційної програми 2021 рік планується включити фінансування даного заходу у сумі **646,33 тис.грн** та виконати його у повному обсязі підрядним способом.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 565.45 тис. грн (без ПДВ).

53. Технічне переоснащення внутрішньооб'єктових мереж будівель (водопостачання, водовідведення) для задоволення санітарних потреб за адресою: м. Скадовськ, вул.Чорновола (П.Коммуни), 109

На даний момент працівники Скадовського відділення розподільчих мереж АТ “Херсонобленерго” потребують відповідних санітарно побутових умов у розрізі наявності побутових приміщень, роздягалень, душових та вбиралень які відповідають сучасним вимогам.

На даний момент у відділенні взагалі відсутні внутрішні вбиральні, душові, а побутові приміщення влаштовані у складах, комірках, тощо.

Для забезпечення сучасними умовами праці працівників Скадовського ВДзРМ передбачається модернізація внутрішньооб'єктових мереж з прокладанням зовнішніх водопроводів, каналізації, улаштування септику та підключення адмінбудівель до систем водопостачання та каналізації. Дані заходи дозволять забезпечити належні санітарно-побутові умови роботи персоналу Скадовського відділень розподільчих мереж АТ “Херсонобленерго”.

Відповідно до завдання на проєктування, у 2021 році ФОП Черненко С.О. було розроблено робочий проєкт **“Технічне переоснащення внутрішньооб'єктових мереж будівель (водопостачання, водовідведення) для задоволення санітарних потреб за адресою: м. Скадовськ, вул.Чорновола (П.Коммуни), 109”**

Згідно проєктно-кошторисної документації передбачено наступний обсяг робіт:

- передбачається реконструкція адміністративної будівлі для задоволення санітарних потреб робітників.

- проєктом передбачається реконструкція частини приміщень будівлі.

Нові цегляні перегородки запроектовані з глиняної повнотілої цегли М75 на розчині М50, товщиною 120 та 250мм. Перегородки кріпити до стін йоржами з арматури d=10A240C, L=500мм з кроком 0,5м по висоті (але не менше трьох) і скобами до перекриття через 1м (але не менше трьох). Цегляні перегородки в процесі зведення не доводяться на 20-30мм до несучих конструкцій перекриття щоб уникнути передачі на них навантаження. Зазори заповнюються пружним матеріалом (екструдованим пінополістиролом). Перегородки штукатуряться.

Проєктом передбачається закладання цеглою існуючого віконних прорізу.

Кладку виконувати у відповідності до ДБН В.2.6-162:2010 "Кам'яні та армокам'яні конструкції".

Існуючі вікна підлягають заміні. Мінімально допустиме значення опору теплопередачі нових вікон повинно складати $R_q \min = 0,6 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$. Після заміни вікон виконати ремонт віконних укосів.

Проектом передбачається ремонт внутрішнього опорядження реконструйованих приміщень.

Розділ проекту вентиляції та опалення розроблений відповідно до архітектурно-будівельної частини проекту відповідно до чинних норм і правил на проектування : ДБН В.2.5-67: 2013 "Опалення, вентиляція і кондиціонування".

Розрахункова зимова температура зовнішнього повітря -19 С. Розрахункова річна температура зовнішнього повітря +31С.

Система опалення приміщень існуюча, задовольняє діючим нормам та правилам проектом не змінюється.

Приплив повітря в приміщення — через нещільності будівельних конструкцій та системою природної припливної вентиляції.

Витяжна вентиляція виконується каналними вентиляторами згідно повітряного балансу приміщень.

Розділ проекту водопроводу і каналізації розроблений відповідно до чинних норм і правил: ДБН В.2.5-64: 2012 "Внутрішній водопровід і каналізація", ДБН В.2.2.-28:2010 "Будинки адміністративного та побутового призначення".

Необхідний напір холодної води для водопостачання становить 20 м.в.ст. і забезпечується зовнішніми мережами водопостачання.

Облік водоспоживання холодної води здійснюється водоміром на ввіді в будівлю.

Розрахункова витрата води (загальна) 0,94 л/с; 1,03 м³/год; 1,70 м³/добу, Гаряче водопостачання здійснюється від електробойлера.

Розвідні трубопроводи системи холодного і гарячого водопостачання, а також стояки і підводки до приладів запроектовані - з поліпропіленових труб "штаби" (пр-ва "Екопластик").

Розвідні трубопроводи і стояки прокласти в теплоізоляції.

Мережі госп-побутової каналізації К1 запроектовані з поліпропіленових труб "Ostendorf".

Загальна розрахункова кількість стоків 1,70 м³/добу.

Проект зовнішніх мереж водопостачання і каналізації розроблений на підставі завдання на проектування, генплану, вертикального планування, топографічної зйомки, ДБН В 2.5-74:2013 "Водопостачання. Зовнішні мережі і споруди", ДБН В 2.5-75:2013 "Каналізація. Зовнішні мережі і споруди".

Водопостачання передбачено від існуючих мереж водопроводу.

Напір у точці підключення 12 м. вод.ст.

Розрахункова витрата води 1,70 м³/добу; 1,03 м³/год; 0,94 л/с.

Точка підключення - існуючий ввід водопроводу в будівлю.

Водомірний вузол існуючий.

Каналізаційні побутові стоки потрапляють в септик, потім очищені стоки стікають в колодезь-накопичувач, звідки, по мірі накопичення, вивозяться в місця, погоджені з сан. службою.

Розрахунковий скид стоків – 1,70 м³/добу.

Трубопроводи для:

водопостачання - поліетиленова PE100 за ТУ У В 2-21547843.006-2001;

каналізації - половинилхлоридная труба.

Основа під трубопроводи - ущільнений ґрунт 0,3 м.

Річна витрата води – 0,510 тис.м³/рік.

До Інвестиційної програми 2021 рік планується включити фінансування даного заходу у сумі **260,23 тис.грн** та виконати його у повному обсязі підрядним способом.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 229 тис. грн (без ПДВ).

54. Технічне переоснащення внутрішньооб'єктових мереж будівель (водопостачання, водовідведення) для задоволення санітарних потреб за адресою: м.Гола Пристань, вул. 1 Травня, 263

На даний момент працівники Голопристанського відділення розподільчих мереж АТ “Херсонобленерго” потребують відповідних санітарно побутових умов у розрізі наявності побутових приміщень, роздягалень, душових та вбиралень які відповідають сучасним вимогам.

На даний момент у відділенні взагалі відсутні внутрішні вбиральні, душові, а побутові приміщення влаштовані у складах, комірках, тощо.

Для забезпечення сучасними умовами праці працівників Голопристанського ВДзРМ передбачається модернізація внутрішньооб'єктових мереж з прокладанням зовнішніх водопроводів, каналізації, улаштування септику та підключення адмінбудівель до систем водопостачання та каналізації. Дані заходи дозволять забезпечити належні санітарно-побутові умови роботи персоналу Голопристанського відділень розподільчих мереж АТ “Херсонобленерго”.

Відповідно до завдання на проектування, у 2021 році ФОП Черненко С.О. було розроблено робочий проєкт **“Технічне переоснащення внутрішньооб'єктових мереж будівель (водопостачання, водовідведення) для задоволення санітарних потреб за адресою: м.Гола Пристань, вул. 1 Травня, 263”**

Згідно проєктно-кошторисної документації передбачено наступний обсяг робіт:

- проектом передбачається реконструкція адміністративної будівлі для задоволення санітарних потреб робітників.

- проектом передбачається реконструкція частини приміщень 1-го поверху будівлі.

Нові цегляні перегородки запроектовані з глиняної повнотілої цегли М75 на розчині М50, товщиною 120мм. Перегородки кріпити до стін йоржами з арматури d=10A240С, L=500мм з кроком 0,5м по висоті (але не менше трьох) і скобами до перекриття через 1м (але не менше трьох). Цегляні перегородки в процесі зведення не доводяться на 20-30мм до несучих конструкцій перекриття щоб уникнути передачі на них навантаження. Зазори заповнюються пружним матеріалом (екструдованим пінополістиролом). Перегородки штукатуряться.

Передбачається влаштування бетонних ганків перед проєктованими входами.

Проектом передбачається закладання цеглою існуючих дверних та оконних прорізів.

Кладку виконувати у відповідності до ДБН В.2.6-162:2010 "Кам'яні та армокам'яні конструкції".

Передбачається посилення металевими елементами існуючого дверного прорізу у капітальній стіні.

Передбачається переобладнання віконних прорізів під дверні шляхом розбирання підвіконної частини кладки.

Мінімально допустиме значення опору теплопередачі зовнішніх дверей повинно складати $R_q \min = 0,5 \text{ м}^2 \cdot \text{°С/Вт}$. Після заміни вікон виконати ремонт віконних укосів.

Проектом передбачається ремонт внутрішнього опорядження реконструйованих приміщень.

Розділ проекту вентиляції та опалення розроблений відповідно до архітектурно-будівельної частини проекту відповідно до чинних норм і правил на проєктування: ДБН В.2.5-67: 2013 "Опалення, вентиляція і кондиціонування".

Система опалення приміщень існуюча, задовільняє діючим нормам та правилам проектом не змінюється.

Приплив повітря в приміщення - через нещільності будівельних конструкцій та системою природної припливної вентиляції.

Витяжна вентиляція виконується каналними вентиляторами згідно повітряного балансу приміщень.

Проект внутрішнього водопроводу і каналізації розроблений на підставі завдання на проєктування, архітектурно-будівельної частини проекту, ДБН В.2.5-65: 2012 "Внутрішній водопровід та каналізація", ДБН В.2.2-28:2010 "Будинки адміністративного та побутового призначення" .

Необхідний напір холодної води для водопостачання становить 20 м.в.ст. і забезпечується зовнішніми мережами водопостачання.

Облік водоспоживання холодної води здійснюється водоміром на ввіді в будівлю.

Розрахункова витрата води (загальна) 1,41 л/с; 1,48 м³/год; 2,30 м³/добу, в т.ч. холодної 0,90 л/с; 0,89 м³/год; 1,09 м³/добу, гарячої 0,94 л/с; 0,89 м³/год; 1,21 м³/добу,

Гаряче водопостачання здійснюється від електробойлера.

Розвідні трубопроводи системи холодного і гарячого водопостачання, а також стояки і підводки до приладів запроектовані - з поліпропіленових труб "штаби" (пр-ва "Екопластик").

Розвідні трубопроводи і стояки прокласти в теплоізоляції.

Мережі госп-побутової каналізації К1 запроектовані з поліпропіленових труб "Ostendorf".

Загальна розрахункова кількість стоків 2,30 м³/добу.

Проект зовнішніх мереж водопостачання і каналізації розроблений на підставі завдання на проектування, генплану, вертикального планування, топографічної зйомки, ДБН В 2.5-74:2013 "Водопостачання. Зовнішні мережі і споруди", ДБН В 2.5-75:2013 "Каналізація. Зовнішні мережі і споруди".

Водопостачання передбачено від існуючих мереж водопроводу.

Напір у точці підключення 12 м. вод.ст.

Розрахункова витрата води 2,30 м³/добу; 1,48 м³/год; 1,41 л/с.

Точка підключення - існуючий ввід водопроводу в будівлю.

Водомірний вузол існуючий.

Каналізаційні побутові стоки потрапляють в септик, потім очищені стоки стікають в колодязь-накопичувач, звідки, по мірі накопичення, вивозяться в місця, погоджені з сан. службою.

Розрахунковий скид стоків – 2,30 м³/добу.

Трубопроводи для:

водопостачання - поліетиленова PE100 за ТУ У В 2-21547843.006-2001;

каналізації - половинилхлоридная труба.

Основа під трубопроводи - ущільнений ґрунт 0,3 м.

Річна витрата води – 0,577 тис.м³/рік.

До Інвестиційної програми 2021 рік планується включити фінансування даного заходу у сумі 524,3 тис.грн та виконати його у повному обсязі підрядним способом.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 462.03 тис. грн (без ПДВ).

55. Технічне переоснащення внутрішньооб'єктових мереж будівель (водопостачання, водовідведення) для задоволення санітарних потреб за адресою: смт.Каланчак, вул. Піонерська, 110

На даний момент працівники Каланчацького відділення розподільчих мереж АТ "Херсонобленерго" потребують відповідних санітарно побутових умов у розрізі наявності побутових приміщень, роздягалень, душових та вбиралень які відповідають сучасним вимогам.

На даний момент у відділенні взагалі відсутні внутрішні вбиральні, душові, а побутові приміщення влаштовані у складах, комірках, тощо.

Для забезпечення сучасними умовами праці працівників Каланчацького ВДзРМ передбачається модернізація внутрішньооб'єктових мереж з

прокладанням зовнішніх водопроводів, каналізації, улаштування септику та підключення адмінбудівель до систем водопостачання та каналізації. Дані заходи дозволять забезпечити належні санітарно-побутові умови роботи персоналу Каланчацького відділень розподільчих мереж АТ “Херсонобленерго”.

Відповідно до завдання на проектування, у 2021 році ФОП Черненко С.О. було розроблено робочий проєкт **“Технічне переоснащення внутрішньооб'єктових мереж будівель (водопостачання, водовідведення) для задоволення санітарних потреб за адресою: смт.Каланчак, вул. Піонерська, 110”**

Згідно проєктно-кошторисної документації передбачено наступний обсяг робіт:

- передбачається реконструкція адміністративної будівлі для задоволення санітарних потреб робітників.
- проєктом передбачається реконструкція частини приміщень 1-го поверху будівлі.

Нові цегляні перегородки запроектовані з глиняної повнотілої цегли М75 на розчині М50, товщиною 120мм. Перегородки кріпити до стін йоржами з арматури d=10А240С, L=500мм з кроком 0,5м по висоті (але не менше трьох) і скобами до перекриття через 1м (але не менше трьох). Цегляні перегородки в процесі зведення не доводяться на 20-30мм до несучих конструкцій перекриття щоб уникнути передачі на них навантаження. Зазори заповнюються пружним матеріалом (екструдованим пінополістиролом). Перегородки штукатуряться.

Проєктом передбачається закладання цеглою існуючих дверних та оконних прорізів.

Кладку виконувати у відповідності до ДБН В.2.6-162:2010 "Кам'яні та армокам'яні конструкції".

Передбачається переобладнання віконних прорізів під дверні шляхом розбирання підвіконної частини кладки.

Існуючі дерев'яні вікна підлягають заміні. Мінімально допустиме значення опору теплопередачі нових вікон повинно складати $R_q \min = 0,6 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$. Після заміни вікон виконати ремонт віконних укосів.

Проєктом передбачається ремонт внутрішнього опорядження реконструйованих приміщень.

Розділ проєкту вентиляції та опалення розроблений відповідно до архітектурно-будівельної частини проєкту відповідно до чинних норм і правил на проектування: ДБН В.2.5-67: 2013 "Опалення, вентиляція і кондиціонування".

Система опалення приміщень існуюча, задовільняє діючим нормам та правилам проєктом не змінюється.

Приплив повітря в приміщення - через нещільності будівельних конструкцій та системою природної припливної вентиляції.

Витяжна вентиляція виконується каналними вентиляторами згідно повітряного балансу приміщень.

Проєкт внутрішнього водопроводу і каналізації розроблений на підставі завдання на проектування, архітектурно-будівельної частини проєкту, ДБН

В.2.5-65: 2012 "Внутришній водопровід та каналізація", ДБН В.2.2-28:2010 "Будинки адміністративного та побутового призначення" .

Необхідний напір холодної води для водопостачання становить 20 м.в.ст. і забезпечується зовнішніми мережами водопостачання.

Облік водоспоживання холодної води здійснюється водоміром на вводі в будівлю.

Розрахункова витрата води (загальна) 1,41 л/с; 1,48 м³/год; 2,30 м³/добу.

Гаряче водопостачання здійснюється від бойлера об'ємом 400л. Система гарячого і холодного водопостачання виконана з поліпропіленових труб діаметрами 15, 20, 25мм. Труби прокладаються приховано в конструкції підлоги та стін.

Розвідні трубопроводи системи холодного і гарячого водопостачання, а також стояки і підводки до приладів запроектовані - з поліпропіленових труб "штаби" (пр-ва "Екопластик").

Розвідні трубопроводи і стояки прокласти в теплоізоляції.

Мережі госп-побутової каналізації К1 запроектовані з поліпропіленових труб "Ostendorf".

Загальна розрахункова кількість стоків 2,30 м³/добу.

Проект зовнішніх мереж водопостачання і каналізації розроблений на підставі завдання на проектування, генплану, вертикального планування, топографічної зйомки, ДБН В 2.5-74:2013 "Водопостачання. Зовнішні мережі і споруди", ДБН В 2.5-75:2013 "Каналізація. Зовнішні мережі і споруди".

Водопостачання передбачено від існуючих мереж водопроводу.

Напір у точці підключення 12 м. вод.ст.

Розрахункова витрата води 2,30 м³/добу; 1,48 м³/год; 1,41 л/с.

Точка підключення - існуючий ввід водопроводу в будівлю.

Водомірний вузол існуючий.

Каналізаційні побутові стоки потрапляють в септик, потім очищені стоки стікають в колодязь-накопичувач, звідки, по мірі накопичення, вивозяться в місця, погоджені з сан. службою.

Розрахунковий скид стоків – 2,30 м³/добу.

Трубопроводи для:

водопостачання - поліетиленова РЕ100 за ТУ У В 2-21547843.006-2001;

каналізації - половинилхлоридная труба.

Основа під трубопроводи - ущільнений ґрунт 0,3 м.

Річна витрата води – 0,577 тис.м³/рік.

До Інвестиційної програми 2021 рік планується включити фінансування даного заходу у сумі 416,11 тис.грн та виконати його у повному обсязі підрядним способом.

Реалізація даного заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 366.18 тис. грн (без ПДВ).