

Погоджено
Міністерством енергетики та
вугільної промисловості України
від 16 листопада 2020 року

Схвалено
Постановою НКРЕКП України
від 02 грудня 2020 року № 2279

Внесено зміни
Постановою НКРЕКП України
від 28.07.2021 року № 1195

ІНВЕСТИЦІЙНА ПРОГРАМА
АТ «Прикарпаттяобленерго»
на 2021 рік (із змінами)

Заступник Голови Правління



В. В. Костюк

ЗМІСТ

Інвестиційна програма	2
1. Перелік об'єктів незавершеного будівництва, модернізації та реконструкції.....	3
2. Розрахунок джерел фінансування інвестиційної програми.....	9
3. План інвестицій за джерелами фінансування інвестиційної програми на 5 років.....	10
4. Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж.....	11
4.1. Характеристика електричних мереж.....	13
4.2. Інформація щодо наявності систем обліку активної електричної енергії.....	17
4.2.1. Стан обліку електричної енергії у промислових споживачів (таблиця 1).....	19
4.2.2. Стан обліку електричної енергії у промислових споживачів (таблиця 2).....	21
4.2.3. Стан обліку електричної енергії у населення (таблиця 1).....	22
4.2.4. Стан обліку електричної енергії у населення (таблиця 2).....	23
4.3. Стан комерційного обліку електричної енергії на підприємстві.....	24
4.3.1. Стан вимірювальних трансформаторів струму та напруги.....	36
4.4. Стан технічного обліку електричної енергії на підприємстві.....	37
4.5. Стан комп'ютерної техніки.....	55
4.6. Узагальнений порівняльний аналіз змін технічного стану колісних транспортних засобів, спеціальних машин та механізмів, виконаних на колісних шасі.....	56
4.6.1. Аналіз колісної техніки.....	57
4.6.2. Розрахунок економічної ефективності закупівлі колісної техніки.....	59
4.7. Витрати електричної енергії.....	60
4.8. Загальна характеристика ліцензіата в динаміці за останні п'ять років.....	61
5. Загальний опис робіт.....	62
5.1. Будівництво, модернізація та реконструкція електричних мереж та обладнання.....	63
5.1.1. Обсяги будівництва, реконструкції та модернізації об'єктів електричних мереж.....	64
5.2. Заходи по зниженню або недопущенню понаднормативних витрат електроенергії.....	73
5.3. Впровадження та розвиток АСДТК.....	74
5.3.1. Етапи впровадження проекту АСДТК.....	75
5.4. Впровадження та розвиток інформаційних технологій.....	76
5.5. Впровадження та розвиток системи зв'язку і телекомунікацій.....	77
5.5.1. Етапи впровадження системи зв'язку.....	78
5.6. Модернізація та закупівля колісної техніки.....	79
5.7. Інше.....	80
6. Етапи виконання заходів інвестиційної програми.....	81
Пояснювальна записка	103
Вступ.....	104
Розділ 1. “Будівництво, модернізація та реконструкція електричних мереж та обладнання”.....	107
Розділ 2. “Зниження понаднормативних витрат електроенергії”.....	334
Розділ 3. “Впровадження та розвиток АСДТК”.....	392
Розділ 4. “Впровадження та розвиток інформаційних технологій”.....	404
Розділ 5. “Впровадження та розвиток систем зв'язку”.....	421
Розділ 6. “Модернізація та закупівля колісної техніки”.....	435
Розділ 7. “Інше”.....	458
Розрахунок економічної ефективності від впровадження інвестпрограми на 2021 р.....	486

Інвестиційна програма				
Найменування ліцензіата	АТ "Прикарпаттяобленерго"			
Прогнозний період	з	01.01.2021	до	31.12.2021
П'ятирічний період	з	2021	до	2025

1. Перелік об'єктів незавершеного будівництва, модернізації та реконструкції

№ з/п	Найменування об'єкта	Початок робіт (рік, місяць)	Затверджена кошторисна вартість, тис. грн (без ПДВ)	Обсяг здійсненого фінансування з початку виконання робіт на дату початку базового періоду, тис. грн (без ПДВ)	Вартість виконаних робіт (згідно з актами) з початку виконання робіт на дату початку базового періоду, тис. грн (без ПДВ)	Обсяг незавершеного будівництва станом на дату початку базового періоду, тис. грн (без ПДВ)	Залишок кошторисної вартості на дату початку базового періоду, тис. грн (без ПДВ)	Обсяг фінансування, передбачений протягом аналітичного періоду, тис. грн (без ПДВ)	Характер робіт (нове будівництво, реконструкція, модернізація)	Джерело фінансування	Прогнозний щорічний обсяг виконання робіт
1	2	3	4	5	6	7	8	9-4-3	11	12	13
1	Технічне переоснащення ПС 110/35/10 «В» «Ворохта», смт. Ворохта Яремчанської міської ради Івано-Франківської області	2020	42 665,71	42 665,71	40 517,70		42 665,71	2 148,01	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПП-2021 для завершення робіт
2	Технічне переоснащення ПЛ-10 «В» мр. Бурулук Верхованського району Івано-Франківської області	2016	8 566,89	56,88	56,88	56,88	8 510,01	8 510,01	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
3	Технічне переоснащення ПЛ-10 «В» мр. Ясна гора, Ворохтянського району Івано-Франківської області	2016	5 336,56	15,45	15,45	15,45	5 321,11	5 321,11	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
4	Технічне переоснащення ПЛ-10 «В» мр. Ясна гора, Верхованського району Івано-Франківської області	2016	3 110,00	18,85	18,85	18,85	3 091,15	2 842,74	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
5	Технічне переоснащення ПЛ-10 «В» мр. Ясна гора, Червоногородського району Івано-Франківської області	2016	415,61	2,06	2,06	2,06	413,55	413,55	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
6	Технічне переоснащення ПЛ-10 «В» мр. Бурулук	2016	5 956,06	30,75	30,75	30,75	5 925,31	5 925,31	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
7	Технічне переоснащення ПЛ-10 «В» мр. Кривецький	2016	12 210,59	39,36	39,36	39,36	12 171,23	12 171,23	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
8	Технічне переоснащення ПЛ-10 «В» мр. Ясна гора, Ворохтянського району Івано-Франківської області	2016	1 052,64	21,63	21,63	21,63	1 031,01	633,05	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
9	Технічне переоснащення КЛ-10 «В» ПС «Ворохта» - ТП 14 (дрокхолова) з реконструкцією ТП 14	2014	31 565,82	256,51	256,51	256,51	31 309,31	31 043,26	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
10	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 «В» від ПП-343, 442 с. Прохорівка Косівського району Івано-Франківської області	2016	11 034,10	87,63	87,63	87,63	10 946,47	10 946,47	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПП-2022 р.
11	Технічне переоснащення ЕЛ-0,4 «В» від ПП-27 м. Ярувче	2016	1 983,52	31,16	31,16	31,16	1 952,36	1 698,79	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
12	Технічне переоснащення КЛ-0,4 «В» від ПЛ-434 с. Івано-Франківське, мр. Давидівка, 7а	2017	3 554,06	15,96	15,96	15,96	3 538,10	710,81	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
13	Реконструкція ПС 110 «В» Кошив (ВРП-110 «В», ВРП-35 «В», змінив Т-1) і план розвитку, авт. проєкт на модернізацію та технічне переоснащення ПЛ-0,4 «В» від ПП-397 с. Гривинівка в с/п. д. Гривинівського району Івано-Франківської області, 3,55 км	2017	120 000,00	292,50	292,50	292,50	119 707,50		реконструкція	власні кошти	включено до виконання до виконання в ПП-2023 р.
14	Реконструкція ПЛ-0,4 «В» від ПП-374 с. Косачів Косівського району, 3,45 км	2017	3 381,00	60,07	60,07	60,07	3 320,93		технічне переоснащення	власні кошти	включено до виконання до виконання в ПП-2022 р.
15	Реконструкція ПЛ-0,4 «В» від ПП-16 с. Стефанівка Косівського району, 13,74 км	2017	13 723,35	162,46	162,46	162,46	13 560,89		технічне переоснащення	власні кошти	включено до виконання до виконання в ПП-2023 р.
16	Реконструкція ПЛ-0,4 «В» від ПП-252 с. Росоши Косівського району, 5,74 км	2017	4 832,74	70,99	70,99	70,99	4 761,75		технічне переоснащення	власні кошти	включено до виконання до виконання в ПП-2021 р.
17	Технічне переоснащення ПЛ-5 «В» мр. Бурківці від РП-38 до ПП-485 с. Північ Івано-Франківського району Івано-Франківської області	2017	3 128,00	52,94	52,94	52,94	3 075,06		технічне переоснащення	власні кошти	включено до виконання до виконання в ПП-2023 р.
18	Технічне переоснащення ПЛ-10 «В» ПС Яворів-П 501 мр. Сніпівка (Косівський РЕМ)	2018	3 347,56	96,95	96,95	96,95	3 250,61		технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПП-2021 р.

20	Технічне переоснащення ПЛ-10 вБ ПС Косяк-КР 427 пр.Соловйова (Колодязький РЕМ)	2018	4 982,18	84,87	84,87	84,87	4 897,31	4 897,31	4 897,31	Технічне переоснащення	власні кошти	виключено в ПЛ-2021 р.
21	Технічне переоснащення ПЛ-10 вБ ПС Ямга-3П11 8 пр.Ріпак (Яреськівський РЕМ)	2018	2 036,35	67,87	67,87	67,87	1 968,48	1 968,48	1 968,48	Технічне переоснащення	власні кошти	виключено в ПЛ-2021 р.
22	Технічне переоснащення ПЛ-10 вБ ПС Ворота-3П1 211 пр.ПЛ-211 (Яреськівський РЕМ)	2018	1 380,99	40,52	40,52	40,52	1 340,47	1 340,47	1 340,47	Технічне переоснащення	власні кошти	виключено в ПЛ-2021 р.
23	Технічне переоснащення ПЛ-10 вБ пр.ПЛ-377-ПТ-288 на ГКП-230 м.Львів-Фрацьківський	2018	980,00	32,13	32,13	32,13	947,87	947,87	947,87	Технічне переоснащення	власні кошти	Заплановано до виключення в ПЛ-2023 р.
24	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 вБ від КТП-125 (Богородчанський РЕМ)	2018	2 450,00	92,65	92,65	92,65	2 357,35	2 357,35	2 357,35	Технічне переоснащення	власні кошти	Заплановано до виключення в ПЛ-2022 р.
25	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 вБ від КТП-160 (Богородчанський РЕМ)	2018	4 770,51	120,51	120,51	120,51	4 650,00	4 650,00	4 650,00	Технічне переоснащення	власні кошти	виключено в ПЛ-2021 р.
26	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 вБ від КТП-236 (Богородчанський РЕМ)	2018	1 728,60	75,95	75,95	75,95	1 652,65	1 652,65	1 652,65	Технічне переоснащення	власні кошти	Заплановано до виключення в ПЛ-2022 р.
27	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 вБ від КТП-273 (Богородчанський РЕМ)	2018	3 530,16	118,33	118,33	118,33	3 411,83	3 411,83	3 411,83	Технічне переоснащення	власні кошти	Заплановано до виключення в ПЛ-2022 р.
28	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 вБ від КТП-274 (Богородчанський РЕМ)	2018	2 941,50	104,20	104,20	104,20	2 837,30	2 837,30	2 837,30	Технічне переоснащення	власні кошти	Заплановано до виключення в ПЛ-2022 р.
29	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 вБ від КТП-276 (Богородчанський РЕМ)	2018	7 840,90	225,99	225,99	225,99	7 614,91	7 614,91	7 614,91	Технічне переоснащення	власні кошти	Заплановано до виключення в ПЛ-2022 р.
30	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 вБ від КТП-84 (Богородчанський РЕМ)	2018	5 587,99	128,09	128,09	128,09	5 459,90	5 459,90	5 459,90	Технічне переоснащення	власні кошти	виключено в ПЛ-2021 р.
31	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 вБ від КТП-153 пр. Гривасів (Варшавський РЕМ)	2018	1 152,00	58,71	58,71	58,71	1 093,29	1 093,29	1 093,29	Технічне переоснащення	власні кошти	Заплановано до виключення в ПЛ-2022 р.
32	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 вБ від КТП-206 с. Крушівце (Варшавський РЕМ)	2018	5 491,36	170,56	170,56	170,56	5 320,80	5 320,80	5 320,80	Технічне переоснащення	власні кошти	Заплановано до виключення в ПЛ-2022 р.
33	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 вБ від КТП-4 с. Завадур (Варшавський РЕМ)	2018	7 395,85	221,90	221,90	221,90	7 173,95	7 173,95	7 173,95	Технічне переоснащення	власні кошти	Заплановано до виключення в ПЛ-2022 р.
34	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 вБ від КТП-71 п. Гривасів (Варшавський РЕМ)	2018	4 418,76	141,18	141,18	141,18	4 277,58	4 277,58	4 277,58	Технічне переоснащення	власні кошти	Заплановано до виключення в ПЛ-2022 р.
35	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 вБ від КТП-13 с. Трустівка (Долішківський РЕМ)	2018	7 220,60	214,51	214,51	214,51	7 006,09	7 006,09	7 006,09	Технічне переоснащення	власні кошти	Заплановано до виключення в ПЛ-2022 р.
36	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 вБ від КТП-154 с. Кавалюка (Долішківський РЕМ)	2018	7 780,86	230,44	230,44	230,44	7 550,42	7 550,42	7 550,42	Технічне переоснащення	власні кошти	Заплановано до виключення в ПЛ-2022 р.
37	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 вБ від КТП-157 с. Новоселиця (Долішківський РЕМ)	2018	4 995,12	167,54	167,54	167,54	4 827,58	4 827,58	4 827,58	Технічне переоснащення	власні кошти	Заплановано до виключення в ПЛ-2022 р.
38	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 вБ від КТП-158 с. Новоселиця (Долішківський РЕМ)	2018	3 266,04	114,63	114,63	114,63	3 151,41	3 151,41	3 151,41	Технічне переоснащення	власні кошти	Заплановано до виключення в ПЛ-2022 р.
39	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 вБ від КТП-169 с. Сокуля (Долішківський РЕМ)	2018	5 346,08	145,06	145,06	145,06	5 201,02	5 201,02	5 201,02	Технічне переоснащення	власні кошти	виключено в ПЛ-2021 р.
40	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 вБ від КТП-53 с. Сокуля (Долішківський РЕМ)	2018	5 053,84	154,78	154,78	154,78	4 899,06	4 899,06	4 899,06	Технічне переоснащення	власні кошти	виключено в ПЛ-2021 р.
41	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 вБ від ЗТП-501 м. Капуля (Капуляський РЕМ)	2018	3 553,80	122,29	122,29	122,29	3 431,51	3 431,51	3 431,51	Технічне переоснащення	власні кошти	Заплановано до виключення в ПЛ-2022 р.
42	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 вБ від КТП-30 с. Дубинка (Капуляський РЕМ)	2018	2 689,68	100,87	100,87	100,87	2 588,81	2 588,81	2 588,81	Технічне переоснащення	власні кошти	Заплановано до виключення в ПЛ-2022 р.
43	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 вБ від ПЛ-37 м. Коломия (Коломияський МРЕМ)	2018	288,60	18,53	18,53	18,53	270,07	270,07	270,07	Технічне переоснащення	власні кошти	Заплановано до виключення в ПЛ-2022 р.
44	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 вБ від КТП-330 с. Ліщинин (Коломияський МРЕМ)	2018	4 131,44	136,90	136,90	136,90	3 994,54	3 994,54	3 994,54	Технічне переоснащення	власні кошти	Заплановано до виключення в ПЛ-2022 р.

45	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-531 с. Печенжани (Коломийський РЕМ)	2018	5 475,42	173,58			173,58	173,58	5 301,84	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р.
46	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-607 с. Стас (Коломийський РЕМ)	2018	4 996,16	161,49			161,49	161,49	4 834,67	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р.
47	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-106 с. Пилики (Коломийський РЕМ)	2018	3 650,30	122,51			122,51	122,51	3 527,79	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р.
48	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-145 с. Товмичик (Коломийський РЕМ)	2018	3 746,34	124,69			124,69	124,69	3 621,65	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р.
49	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від ЗТП-395 с. Подзв (Косівський РЕМ)	2018	8 069,04	237,04			237,04	237,04	7 832,00	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р.
50	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-182 с. Ауршора (Косівський РЕМ)	2018	7 876,92	232,76			232,76	232,76	7 644,16	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р.
51	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-240 с. Ростоки (Косівський РЕМ)	2018	9 506,60	276,94			276,94	276,94	9 229,66	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р.
52	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-261 с. м.г. Кути (Косівський РЕМ)	2018	4 426,19	130,09			130,09	130,09	4 296,10	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПІ-2021 р.
53	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-275 с. Трояки (Косівський РЕМ)	2018	1 633,02	73,59			73,59	73,59	1 559,43	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р.
54	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-570 с. Рожки (Косівський РЕМ)	2018	3 842,40	127,54			127,54	127,54	3 714,86	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р.
55	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-579 с. Кобаски (Косівський РЕМ)	2018	5 637,60	177,48			177,48	177,48	5 460,12	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р.
56	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-592 с. Смильці (Косівський РЕМ)	2018	2 646,81	98,15			98,15	98,15	2 548,66	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р.
57	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-160 с. Братківці (Львівський РЕМ)	2018	537,41	51,99			51,99	485,42	485,42	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р.
58	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-38 с. Братківці (Львівський РЕМ)	2018	6 714,45	169,54			169,54	169,54	6 544,91	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПІ-2021 р.
59	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-39 с. Братківці (Львівський РЕМ)	2018	5 393,30	169,54			169,54	169,54	4 190,06	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПІ-2021 р.
60	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-40 с. Братківці (Львівський РЕМ)	2018	6 724,20	203,65			203,65	203,65	6 520,55	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПІ-2021 р.
61	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від ЗТП-237 с. Висорівці (Рогатинський РЕМ)	2018	2 017,68	84,63			84,63	84,63	1 933,05	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р.
62	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-18 с. Залужжя (Рогатинський РЕМ)	2018	2 785,74	101,04			101,04	101,04	2 684,70	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р.
63	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-20 с. Залужжя (Рогатинський РЕМ)	2018	1 249,04	60,95			60,95	60,95	1 188,09	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р.
64	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-41 с. Залужжя (Рогатинський РЕМ)	2018	2 113,76	86,81			86,81	86,81	2 026,95	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р.
65	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-450 с. Козаря (Рогатинський РЕМ)	2018	1 537,28	71,65			71,65	71,65	1 465,63	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р.
66	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-11 с. Горішче Залужжя (Синьківський РЕМ)	2018	2 209,84	88,99			88,99	88,99	2 120,85	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р.

67	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-12 о. Горішнє Залуччя (Сєвєродонецький РЕМ)	2018	3 843,20	128,15	128,15	3 715,05	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р.
68	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-175 о. Борща (Сєвєродонецький РЕМ)	2018	3 170,64	110,80	110,80	3 059,84	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р.
69	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-182 с. Валуці (Сєвєродонецький РЕМ)	2018	2 786,32	101,04	101,04	2 685,28	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р.
70	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-206 с. Борща (Сєвєродонецький РЕМ)	2018	2 113,76	86,81	86,81	2 026,95	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р.
71	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-268 с. Профєзаря (Сєвєродонецький РЕМ)	2018	1 729,44	76,01	76,01	1 653,43	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р.
72	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-302 с. Довгиче Залуччя (Сєвєродонецький РЕМ)	2018	3 594,16	96,68	96,68	2 497,48	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р.
73	Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від Л-1. КТП-164 с. Дючка (Сєвєродонецький РЕМ)	2018	5 097,01	117,89	117,89	4 979,11	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПІ-2021 р.
74	Електрофікація комплексної забудови м. Кагул, вул. Дєбєрицька (Кагульський РЕМ)	2018	3 362,80	117,24	117,24	3 245,56	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2023 р.
75	Електрофікація комплексної забудови м. Кагул, вул. Лєвєцька (Кагульський РЕМ)	2018	2 978,48	106,44	106,44	2 872,04	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2023 р.
76	Реконструкція ПС 35 кВ ЦДПД	2018	35 185,83	351,73	351,73	54 834,10	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПІ-2021 р.
77	Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Бєлєрєчє" (Сєвєродонецький РЕМ)	2018	35 500,00	308,26	308,26	35 191,74	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2023 р.
78	ЖБ Лєвєцька 76 до Коловальни 90 м. Івано-Франківськ	2019	3 343,81	25,83	25,83	3 317,98	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПІ-2021 р.
79	Технічне переоснащення КЛ-0,4кВ від ПЛ-122 до К-Літка 29,33 м. Івано-Франківськ	2019	1 440,00	135,74	135,74	1 304,26	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПІ-2021 р.
80	Технічне переоснащення КЛ-0,4кВ від ПЛ-122 до К-Літка 1,2,3,4,5,6,7 м. Івано-Франківськ	2019	3 314,67	36,54	36,54	3 278,13	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПІ-2021 р.
81	Технічне переоснащення КЛ-0,4кВ від ПЛ-187 до Фрєшєк 3,5,7 м. Івано-Франківськ	2019	5 180,22	25,20	25,20	5 155,02	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПІ-2021 р.
82	Технічне переоснащення КЛ-0,4кВ від ПЛ-4 до Чорнобола 1,2,3,4,5,6,7,9 м. Івано-Франківськ	2019	2 929,88	23,79	23,79	2 906,10	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПІ-2021 р.
83	Технічне переоснащення ПС 110/35/10кВ "Крєвчє" (Сєвєродонецький РЕМ)	2019	1 50 726,86	902,80	902,80	149 824,06	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПІ-2021 р.
84	Технічне переоснащення ПС 110/6 кВ "Сєвєродонецький" (Сєвєродонецький РЕМ) та пр. "Сєвєродонецький" та пр. "Сєвєродонецький-2" на ПС 110/35/6 кВ "Колодєць" (Сєвєродонецький РЕМ)	2019	72 459,86	620,51	620,51	71 939,36	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2023 р.
85	Пр. Гєвєцький для розширення ПЛ-178, ПЛ-45 м. Івано-Франківськ	2019	1 800,00	68,76	68,76	1 731,24	технічне переоснащення	власні кошти	Залповнено до включення в ПІ-2022 р. або в зміну ПІ-2021
86	Технічне переоснащення КЛ-6 кВ ПС "Бєлєрєчє" - ПЛ-419 м. Кагул"	2020	5 418,98	70,53	70,53	5 418,98	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПІ-2021 р.
87	ПР-5 м. Кагул"	2020	4 341,75	45,26	45,26	4 341,75	технічне переоснащення	власні кошти	включено в ПІ-2021 р.
88	Будівництво розширення ПЛ-100,4 кВ для розширення ПЛ-174, с.В.Бєрєшє, Косєвського району, ПЛ-0 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підсилення забудованого ПЛ-100,4 кВ	2020	803,51	38,02	38,02	803,51	будівництво	власні кошти	включено в ПІ-2021 р.
89	Будівництво розширення ПЛ-100,4 кВ для розширення ПЛ-178, с.Косєвєк, Косєвського району, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підсилення забудованого ПЛ-100,4 кВ	2020	446,70	40,90	40,90	446,70	будівництво	власні кошти	включено в ПІ-2021 р.

90	Бюджетное розматкування ПП-100,4 кб для розматкування ПП-131, пр. Катери, Великобурдуського району, ПП-10 кб, ПП-0,4 кб для підключення побутового ПП 100,4 кб	2020	351,02					35,25			351,02		будівництво	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
91	Бюджетное розматкування ПП-100,4 кб для розматкування ПП-53, с. Яворів, Козинського району, ПП-10 кб, ПП-0,4 кб для підключення побутового ПП 100,4 кб	2020	612,21					39,84			612,21		будівництво	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
92	Бюджетное розматкування ПП-100,4 кб для розматкування ПП-5, с. Стрий Костів, Козинського району, ПП-10 кб, ПП-0,4 кб для підключення побутового ПП 100,4 кб	2020	457,77					42,28			457,77		будівництво	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
93	Бюджетное розматкування ПП-100,4 кб для розматкування ПП-45, с. Писича, Надвірнянського району, ПП-10 кб, ПП-0,4 кб для підключення побутового ПП 100,4 кб	2020	453,77					37,17			453,77		будівництво	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
94	Бюджетное розматкування ПП-100,4 кб для розматкування ПП-52, с. Чернів, Надвірнянського району, ПП-10 кб, ПП-0,4 кб для підключення побутового ПП 100,4 кб	2020	362,58					46,30			362,58		будівництво	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
95	Бюджетное розматкування ПП-100,4 кб для розматкування ПП-93, с. Перещип, Надвірнянського району, ПП-10 кб, ПП-0,4 кб для підключення побутового ПП 100,4 кб	2020	466,48					43,76			466,48		будівництво	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
96	Бюджетное розматкування ПП-100,4 кб для розматкування ПП-19, с. Рясички, Коломийського району, ПП-10 кб, ПП-0,4 кб для підключення побутового ПП 100,4 кб	2020	696,50					78,25			696,50		будівництво	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
97	Бюджетное розматкування ПП-100,4 кб для розматкування ПП-37, с. Плавнівка, Коломийського району, ПП-10 кб, ПП-0,4 кб для підключення побутового ПП 100,4 кб	2020	458,64					40,88			458,64		будівництво	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
98	Бюджетное розматкування ПП-100,4 кб для розматкування ПП-285, с. Виноград, Коломийського району, ПП-10 кб, ПП-0,4 кб для підключення побутового ПП 100,4 кб	2020	1 121,21					48,37			1 121,21		будівництво	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
99	Бюджетное розматкування ПП-100,4 кб для розматкування ПП-234, с. Червоць, Коломийського району, ПП-10 кб, ПП-0,4 кб для підключення побутового ПП 100,4 кб	2020	500,01					40,33			500,01		будівництво	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
100	Бюджетное розматкування ПП-100,4 кб для розматкування ПП-511, с. Гусарів, Коломийського району, ПП-10 кб, ПП-0,4 кб для підключення побутового ПП 100,4 кб	2020	383,73					36,74			383,73		будівництво	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
101	Бюджетное розматкування ПП-100,4 кб для розматкування ПП-94, с. Готів, Коломийського району, ПП-10 кб, ПП-0,4 кб для підключення побутового ПП 100,4 кб	2020	509,46					40,92			509,46		будівництво	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
102	Бюджетное розматкування ПП-100,4 кб для розматкування ПП-11, с. С. Любич, Тлумачського району, ПП-10 кб, ПП-0,4 кб для підключення побутового ПП 100,4 кб	2020	260,36					42,99			260,36		будівництво	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
103	Бюджетное розматкування ПП-100,4 кб для розматкування ПП-468, с. Круша, Тлумачського району, ПП-10 кб, ПП-0,4 кб для підключення побутового ПП 100,4 кб	2020	1 549,44					73,39			1 549,44		будівництво	власні кошти	включено в ПП-2021 р.

104	Будівництво розширювального ПП-100,4 кв для розширення ПП-593, с.Круша, Тернопільського району, ПП-10 кв, ПП-0,4 кв для підключення побутового ПП 100,4 кв	2020	1 503,89	-	-	73,39	-	1 503,89	1 503,89	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
105	Будівництво розширювального ПП-100,4 кв для розширення ПП-108, с.Зілля, Каминьського району, ПП-10 кв, ПП-0,4 кв для підключення побутового ПП 100,4 кв	2020	465,54	-	37,29	-	-	465,54	465,54	власні кошти	включено в ПП-2021 р.
106	Технічне переоснащення ПП-165 с.Яворів Дролицького району з перевключенням з ліпруги 60В на 10кВ та будівництвом лінійки ПП-10кВ до ПП-10кВ шп.Згурбіїв від ПС 35кВ "Сидібіж"	2020	2 200,00	-	83,84	-	-	2 200,00	2 200,00	технічне переоснащення	включено в ПП-2021 р.
107	Технічне переоснащення РПС-3 "Калуга"	2020	2 500,00	-	55,85	-	-	2 500,00	2 500,00	технічне переоснащення	включено в ПП-2021 р.
108	Реконструкція ПП-35 кв с/в Озерна-Височина"	2020	-	-	119,64	-	-	-	-	реконструкція	включено в ПП-2022 р. <small>Затверджано до включення в ПП-2022 р.</small>
109	Технічне переоснащення мереж 10 кв в с.Поминна із перевключенням від новооб'єктованого ПС 35 кв "Полівина"	2020	16 934,71	-	214,02	-	-	16 934,71	16 934,71	технічне переоснащення	включено в ПП-2021
Усього			875 592,15	10 940,22	41 943,10	10 940,22	10 940,22	864 631,93	289 249,29	-	-

Заступник Голови Правління

" _____ 20 ____ року

М.П.

Костюк В.В.

Головний бухгалтер

" _____ 20 ____ року



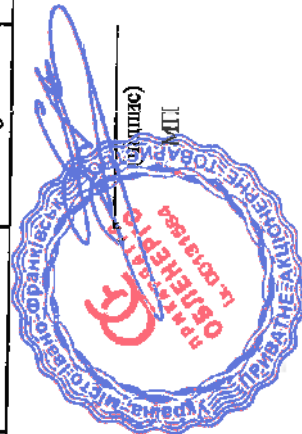
Яремчук Л.В.

2. Розрахунок джерел фінансування інвестиційної програми (тис. грн. без ПДВ)

№ зп	Показники капіталовкладень	Капіталовкладення							
		1 клас				2 клас			
		базовий період	прогнозовий період	базовий період	прогнозовий період	базовий період	прогнозовий період	базовий період	прогнозовий період
	Джерела фінансування, усього:	30 857	63 260	206 950	433 556	237 807	496 816		
1	Власні кошти:	30 857	63 260	206 950	433 556	237 807	496 816		
1,1	амортизація	19 846	29 769	132 814	199 221	152 660	228 990		
1,2	прибуток на виробничі інвестиції	2 764	0	18 496	0	21 260	0		
1,3	прибуток (обов'язкові реінвестиції)	0	21 092	0	141 152	0	162 244		
1,4	прибуток (додаткові реінвестиції)	0	0	0	0	0	0		
1,5	за перетоки реактивної е/е	8 247	6 645	28 538	23 823	36 785	30 468		
1,6	дохід від небалансу ТВЕ за 2018 рік (50%)	0	0	22 276	22 275	22 276	22 275		
1,7	дохід від небалансу ТВЕ за 2019 рік	0	0	4 826	0	4 826	0		
1,8	плата за присідання	0	0	0	0	0	0		
1,9	інші (розшифрувати)	0	5 754	0	47 085	0	52 839		
1,9.1	додаtkово отриманий дохід за результатом діяльності 2019 року	0	0	0	8 580	0	8 580		
1,9.2	невикористані кошти 2020 року	0	5 754	0	38 505	0	44 259		
2	Залучені кошти:	0	0	0	0	0	0		
2,1	кредити	0	0	0	0	0	0		
2,2	фінансова допомога	0	0	0	0	0	0		
2,3	інші (розшифрувати)	0	0	0	0	0	0		

Заступник Голови Правління

" " 20__ року



Костюк В.В.

(прізвище, ім'я, по батькові)

**3. План інвестицій за джерелами фінансування
інвестиційної програми на 5 років ***

Джерела фінансування, (тис.грн без ЦДВ)	2021 рік	2022 рік	2023 рік	2024 рік	2025 рік
Власні кошти	496 816	539 826	587 706	680 264	778 637
Залучені кошти	0	116 792	190 257	190 257	190 257
Усього	496 816	656 618	777 963	870 521	968 894

* перший регуляторний період впровадження стимулюючого тарифоутворення

4. Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж

№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка*	Одиниця виміру	Технічний стан на початок прогнозного періоду	Обсяги запланованих робіт на прогнозований період	Прогнозований технічний стан на кінець прогнозного періоду з урахуванням обсягів запланованих робіт
1	2	3	4	5	6
1	Повітряні лінії (ПЛ)-220 кВ, усього	км (по трасі)	0,00	0	0,00
	у доброму стані		0,00		0,00
	підлягає реконструкції		0,00		0,00
	підлягає капітальному ремонту		0,00		0,00
	підлягає повній заміні		0,00		0,00
	виведено з експлуатації		0,00		0,00
2	ПЛ-110 (150) кВ, усього	км (по трасі)	853,91	0	853,91
	у доброму стані		728,99		728,99
	підлягає реконструкції		0,00		0,00
	підлягає капітальному ремонту		85,30		85,30
	підлягає повній заміні		39,62		39,62
	виведено з експлуатації		0,00		0,00
3	ПЛ-35 кВ, усього	км (по трасі)	1 093,19	0	1 093,19
	у доброму стані		978,19		978,19
	підлягає реконструкції		5,70		5,70
	підлягає капітальному ремонту		109,30		109,30
	підлягає повній заміні		0,00		0,00
	виведено з експлуатації		0,00		0,00
4	ПЛ-6 (10) кВ, усього	км (по трасі)	7 314,88	34,65	7 314,88
	у доброму стані		3 175,24		3 209,89
	підлягає реконструкції		224,30	34,65	189,65
	підлягає капітальному ремонту		3 749,54		3 749,54
	підлягає повній заміні		165,80		165,80
5	ПЛ-0,4 кВ, усього	км (по трасі)	14 978,79	64,70	14 978,79
	у доброму стані		4 923,49		4 988,19
	підлягає реконструкції		2 159,00	64,70	2 094,30
	підлягає капітальному ремонту		5 987,50		5 987,50
	підлягає повній заміні		1 908,80		1 908,80
	виведено з експлуатації		0,00		0,00
6	Кабельні лінії (КЛ)-220 кВ, усього	км	0,00	0,00	0,00
	у доброму стані		0,00		0,00
	підлягає реконструкції		0,00		0,00
	підлягає капітальному ремонту		0,00		0,00
	підлягає повній заміні		0,00		0,00
	виведено з експлуатації		0,00		0,00
7	КЛ-110 (150) кВ, усього	км	0,00	0,00	0,00
	у доброму стані		0,00		0,00
	підлягає реконструкції		0,00		0,00
	підлягає капітальному ремонту		0,00		0,00
	підлягає повній заміні		0,00		0,00
	виведено з експлуатації		0,00		0,00
8	КЛ-35 кВ, усього	км	0,00	0,00	0,00
	у доброму стані		0,00		0,00
	підлягає реконструкції		0,00		0,00
	підлягає капітальному ремонту		0,00		0,00
	підлягає повній заміні		0,00		0,00
	виведено з експлуатації		0,00		0,00
9	КЛ-6 (10) кВ, усього	км	987,614	21,40	987,61
	у доброму стані		718,30		739,70
	підлягає реконструкції		74,51	21,40	53,11
	підлягає капітальному ремонту		115,52		115,52
	підлягає повній заміні		79,29		79,29
	виведено з експлуатації		0,00		0,00
10	КЛ-0,4 кВ, усього	км	777,80	3,02	777,80
	у доброму стані		590,37		593,39
	підлягає реконструкції		71,02	3,02	68,00
	підлягає капітальному ремонту		47,60		47,60
	підлягає повній заміні		68,81		68,81
	виведено з експлуатації		0,00		0,00
Підстанції (ПС) з вищим класом напруги 220 кВ, усього			0	0	0

11	у доброму стані	шт.	0		0
	підлягає реконструкції		0		0
	підлягає капітальному ремонту		0		0
	підлягає повній заміні		0		0
12	ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього	шт.	40	2	40
	у доброму стані		19		21
	підлягає реконструкції		21	2	19
	підлягає капітальному ремонту		0		0
	підлягає повній заміні	0		0	
13	ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього	шт.	92	1	92
	у доброму стані		44		45
	підлягає реконструкції		48	1	47
	підлягає капітальному ремонту		0		0
	підлягає повній заміні	0		0	
14	Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 6 (10) кВ, усього	шт.	6 623	26	6 648
	у доброму стані		3 291	25	3 317
	підлягає реконструкції		1 165	1	1 164
	підлягає капітальному ремонту		1 802		1 802
	підлягає повній заміні		365		365
	виведено з експлуатації	0		0	
15	Сильові трансформатори ПС вищою напругою 220 кВ, усього	шт.	0	0	0
	у доброму стані		0		0
	вимагають заміни з метою зниження технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ)		0		0
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту	0		0	
16	Сильові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього	шт.	71	0	71
	у доброму стані		5		5
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		66		66
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту	0		0	
17	Сильові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього	шт.	166	0	166
	у доброму стані		5		5
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		161		161
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		0		0
18	Сильові трансформатори ПС вищою напругою 6-10 кВ, усього	шт.	7 228	67	7 253
	у доброму стані		2 507	25	2 574
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		4 721	42	4 679
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		0		0

* Опіку необхідності капітального ремонту або повної заміни ліній електропередачі (ЛЕП) проводити за пріоритетом реального технічного

4.1. Характеристика електричних мереж

№ з/п	Назва показника	Одиниці виміру	Станом на початок прогнозного періоду		Очікується станом на кінець прогнозного періоду з урахуванням		
			4		5		
1	2	3	4		5		
1	Довжина повітряних ліній електропередачі, усього по колах	км	24 538,45		24 538,45		
	у т.ч.:						
	напругою 220 кВ	км / %		0,00%		0,00%	
	напругою 150 кВ	км / %		0,00%		0,00%	
	з них на дерев'яних опорах	км / %		0,00%		0,00%	
	напругою 110 кВ	км / %	1 031,30	4,20%	1 031,30	4,20%	
	з них на дерев'яних опорах	км / %	0,00	0,00%	0,00	0,00%	
	напругою 35 кВ	км / %	1 193,00	4,86%	1 193,00	4,86%	
	з них на дерев'яних опорах	км / %	0,00	0,00%	0,00	0,00%	
	напругою 10 кВ	км / %	7 076,63	28,84%	7 076,63	28,84%	
	з них на дерев'яних опорах	км / %	153,10	2,16%	118,45	1,67%	
	напругою 6 кВ	км / %	258,80	1,05%	258,80	1,05%	
	з них на дерев'яних опорах	км / %	4,90	1,89%	4,90	1,89%	
	напругою 0,4 кВ і нижче	км / %	14 978,72	61,04%	14 978,72	61,04%	
	з них на дерев'яних опорах	км / %	3 682,47	24,58%	3 617,77	24,15%	
	з проводом сталевим (ПС)	км	20,13		20,13		
	з ізоляційним проводом (магістральним)	км	2 007,922		2 072,62		
перекидок 0,4 кВ, усього	шт / км	651 466	9 120,53	651 466	9 120,53		
у т.ч. з ізолюваними проводами (кабелями)	км / %	2 611,28	28,63%	2 611,28	28,63%		
2	Довжина кабельних ліній електропередачі, усього	км	1 765,00		1 765,00		
	у т.ч.:						
	напругою 220 кВ	км / %	0,00	0,00%	0,00	0,00%	
	з них працюють понад 30 років	км / %	0,00	0,00%	0,00	0,00%	
	з ізоляцією зі зшитого поліетилену	км / %	0,00	0,00%	0,00	0,00%	
	напругою 110 кВ	км / %	0,00	0,00%	0,00	0,00%	
	з них працюють понад 30 років	км / %	0,00	0,00%	0,00	0,00%	
	з ізоляцією зі зшитого поліетилену	км / %	0,00	0,00%	0,00	0,00%	
	напругою 35 кВ	км / %	0,00	0,00%	0,00	0,00%	
	з них працюють понад 30 років	км / %	0,00	0,00%	0,00	0,00%	
	з ізоляцією зі зшитого поліетилену	км / %	0,00	0,00%	0,00	0,00%	
	напругою 10 кВ	км / %	712,00	40,34%	712,00	40,34%	
	з них працюють понад 30 років	км / %	173,50	24,37%	173,50	24,37%	
	з ізоляцією зі зшитого поліетилену	км / %	41,20	23,74%	41,20	23,74%	
	напругою 6 кВ	км / %	275,00	15,58%	275,00	15,58%	
з них працюють понад 30 років	км / %	155,60	56,58%	155,60	56,58%		
з ізоляцією зі зшитого поліетилену	км / %	0,00	0,00%	0,00	0,00%		
напругою 0,4 кВ і нижче	км / %	778,00	44,08%	778,00	44,08%		
з них працюють понад 30 років	км / %	324,65	41,73%	324,65	41,73%		
3	Кількість власних знижувальних ПС 35-220 кВ та потужність силових трансформаторів на них, усього	шт. / МВА	131	1 840,80	132	1 856,80	
	у т.ч.:						
	220 кВ	шт. / МВА	0	0,00	0	0,00	
	150 кВ	шт. / МВА	0	0,00	0	0,00	
	110 кВ	шт. / МВА	40	1201,20	40	1201,20	
35кВ	шт. / МВА	91	639,60	92	655,60		
4	Кількість власних знижувальних ПС 35-220 кВ, усього,	шт.	131		131		
	з них такі, які мають:						
	два і більше трансформатори	шт. / %	105	80,15%	105	80,15%	
	два і більше джерел живлення	шт.	117		117		
	телемеханіку в повному обсязі	шт. / %	124	94,66%	124	94,66%	
	пристрої компенсації емсійного струму	шт.	26		26		
пристрої компенсації реактивної потужності	шт.	5		5			
5	Кількість та потужність силових трансформаторів, установлених на знижувальних підстанціях напругою 6-220 кВ (без трансформаторів для підключення заземлювальних реакторів та трансформаторів власних потреб), усього	шт. / МВА	7 465	3 293,21	7 490	3 297,11	
	з них працюють понад 25 років	шт. / % / МВА	5 055	67,72%	2 851,10	5 055	67,40%

	у т.ч.:						
	напругою 220 кВ	шт. / % / МВА					
	з них працюють понад 25 років	шт. / % / МВА					
	напругою 110 кВ (150 кВ)	шт. / % / МВА	71		1 201,20	71	1 201,20
	з них працюють понад 25 років	шт. / % / МВА	66	92,96%	1 046,20	66	92,96%
	напругою 35 кВ	шт. / % / МВА	166		639,60	166	639,60
	з них працюють понад 25 років	шт. / % / МВА	158	95,18%	613,10	158	95,18%
	напругою 6 - 10 кВ	шт. / % / МВА	7 228		1 452,41	7 253	1 456,31
	з них працюють понад 25 років	шт. / % / МВА	4 831	66,84%	1 096,49	4 831	66,61%
6	Кількість короткозамикачів, установлених на знижувальних підстанціях напругою 35-220 кВ, усього	шт.		53			53
	з них потребують заміни	шт. / %	18	33,96%		18	33,96%
	у т.ч.:						
	напругою 220 кВ	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	напругою 150 кВ	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	напругою 110 кВ	шт.	51			51	
	з них потребують заміни	шт.	16			16	
	напругою 35 кВ	шт.	2			2	
	з них потребують заміни	шт.	2			2	
7	Кількість відокремлювачів, установлених на знижувальних підстанціях напругою 35-220 кВ, усього	шт.		62			62
	з них потребують заміни	шт. / %	19	30,65%		19	30,65%
	у т.ч.:						
	напругою 220 кВ	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	напругою 150 кВ	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	напругою 110 кВ	шт.	60			60	
	з них потребують заміни	шт.	17			17	
	напругою 35 кВ	шт.	2			2	
	з них потребують заміни	шт.	2			2	
8	Кількість роз'єднувачів, установлених на знижувальних підстанціях напругою 35-220 кВ, усього	шт.		1 341			1 341
	з них потребують заміни	шт. / %	58	4,33%		58	4,33%
	у т.ч.:						
	напругою 220 кВ	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	напругою 150 кВ	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	напругою 110 кВ	шт.	366			366	
	з них потребують заміни	шт.	26			26	
	напругою 35 кВ	шт.	975			975	
	з них потребують заміни	шт.	32			32	
9	Кількість вимикачів, установлених на об'єктах електричних мереж напругою 6-220 кВ, усього	шт.		2 970			2 970
	у т.ч.:						
	напругою 220 кВ, з них:	шт.	0			0	
	масляних	шт.	0			0	
	повітряних	шт.	0			0	
	електромагнітних	шт.	0			0	
	вакуумних	шт.	0			0	
	елегазових, у т.ч.:	шт.	0			0	
	бакових	шт.	0			0	
	колонкових	шт.	0			0	

	напругою 150 кВ, з них:	шт.	0	0		
	масляних	шт.	0	0		
	повітряних	шт.	0	0		
	електромагнітних	шт.	0	0		
	вакуумних	шт.	0	0		
	елегазових, у т.ч.:	шт.	0	0		
	бакових	шт.	0	0		
	колонкових	шт.	0	0		
	напругою 110 кВ, з них:	шт.	75	75		
	масляних	шт.	34	33		
	повітряних	шт.	0	0		
	електромагнітних	шт.				
	вакуумних	шт.				
	елегазових, у т.ч.:	шт.	41	42		
	бакових	шт.				
	колонкових	шт.				
	напругою 35 кВ, з них:	шт.	455	455		
	масляних	шт.	339	333		
	повітряних	шт.				
	електромагнітних	шт.				
	вакуумних	шт.	116	122		
	елегазових, у т.ч.:	шт.				
	бакових	шт.				
	колонкових	шт.				
	напругою 6-10 кВ, з них:	шт.	2 440	2 440		
	масляних	шт.	1 426	1 396		
	повітряних	шт.				
	електромагнітних	шт.				
	вакуумних	шт.	1 014	1 044		
	елегазових, у т.ч.:	шт.				
	бакових	шт.				
	колонкових	шт.				
10	Кількість вимикачів, що випрацювали термін служби у т.ч.:	шт. / %	336	11,31%	336	11,31%
	напругою 220 кВ	шт. / %		0,00%		0,00%
	напругою 150 кВ	шт. / %		0,00%		0,00%
	напругою 110 кВ	шт. / %	3	4,00%	3	4,00%
	напругою 35 кВ	шт. / %	10	2,20%	10	2,20%
	напругою 6-10 кВ	шт. / %	323	13,24%	323	13,24%
11	Кількість вимикачів, що не відповідають струмам короткого замикання в електромережі, але експлуатуються, усього у т.ч.:	шт.	0		0	
	напругою 220 кВ	шт.	0		0	
	напругою 150 кВ	шт.	0		0	
	напругою 110 кВ	шт.	0		0	
	напругою 35 кВ	шт.	0		0	
	напругою 6-10 кВ	шт.	0		0	
12	Кількість і потужність підстанцій 6-10/0,4 кВ, усього з них працюють понад 25 років у т.ч.:	шт. / МВА	6 081	1 440,93	6 096	1 444,83
	у т.ч.:	шт. / %	4 760	78,28%	4 760	78,08%
	відкритих	шт. / %	5 191	83,88%	5 116	83,92%
	однотрансформаторних	шт. / %	5 083	99,65%	5 098	99,65%
	з них щоглових	шт. / %	499	9,82%	514	10,08%
	двотрансформаторних	шт. / %	18	0,35%	18	0,35%
	закритих	шт. / %	980	16,12%	980	16,08%
	однотрансформаторних	шт. / %	10	1,02%	10	1,02%
	двотрансформаторних	шт. / %	970	98,98%	970	98,98%
	вбудованих у ПІ	шт. / %	0	0,00%	0	0,00%
	однотрансформаторних	шт. / %	0	0,00%	0	0,00%
	двотрансформаторних	шт. / %	0	0,00%	0	0,00%

13	Кількість РП 6-20 кВ, усього	шт.	43		43	
	з них працюють понад 25 років	шт. / %	27	62,79%	27	62,79%
14	Кількість повітряних фідерів 6-10 кВ, усього	шт.	1 187		1 187	
	у т.ч.:					
	довжиною з відгалуженнями до 15 км	шт. / %	1 162	97,89%	1 162	97,89%
	з відгалуженнями від 15 до 50 км	шт. / %	0	0,00%	0	0,00%
	довжиною з відгалуженнями понад 50 км	шт. / %	25	2,11%	25	2,11%
15	Кількість лінійних та підстанційних роз'єднувачів напругою 6-10 кВ, усього	шт.	10 822		10 822	
	з них потребують заміни	шт. / %	670	6,19%	670	6,19%
16	Кількість вимикачів навантаження 6-10 кВ, усього	шт.	4 660		4 660	
	з них потребують заміни	шт. / %	659	14,14%	659	14,14%
17	Довжина грозозахисного троса по трасі ПЛЛ 35-220 кВ, усього	км	1 118,46		1 118,46	
	з них підлягають заміні та відновленню					
	у т.ч.:	км / %	2,40	0,21%	2,40	0,21%
	на лініях напругою 220 кВ	км / %				
	на лініях напругою 150 кВ	км / %				
	на лініях напругою 110 кВ	км / %	854,23	76,38%	854,23	76,38%
	на лініях напругою 35 кВ	км / %	264,23	23,62%	264,23	23,62%
18	Кількість обмежувачів перенапруги (ОПН), усього	шт.	8 240		8 240	
	у т.ч.:					
	напругою 220 кВ	шт.	0		0	
	напругою 150 кВ	шт.	0		0	
	напругою 110 кВ	шт.	173		173	
	напругою 35 кВ	шт.	306		306	
	напругою 6-10 кВ	шт.	7 761		7 761	

4.2. Інформація щодо лічильників електричної енергії на початок прогнозного періоду

У промислових споживачів

Лічильники	Кількість точок обліку всього, шт.	Кількість безоблікових точок обліку, шт.	Кількість установлених лічильників, шт.										Кількість лічильників, що підлягають заміні за планом у 2021 році, шт.		Фактично замінено у 2020 році, шт.		
			у тому числі:					з резервним оплатою	багатотарифні	у тому числі:		усього	індукційних	електронних	усього	індукційних	електронних
			на балансі лічильника	споживачів	з просторовим терміном повірки	багатотарифні	індукційних			електронних							
1	2=3+4	3	5	6	7	8	9	10=11+12	11	12	13=14+15	14	15	16	17	18	
1 фази	1 525	0	0	1 525	1	8	0	1 526	0	23	181	14	15				
3 фази	2 480	0	4	2 476	2	228	0	2 480	0	87	208	83	88				
Разом	4 005	0	4	4 001	3	236	0	4 005	0	110	389	203	186				

У непромислових споживачів

Лічильники	Кількість точок обліку всього, шт.	Кількість безоблікових точок обліку, шт.	Кількість установлених лічильників, шт.										Кількість лічильників, що підлягають заміні за планом у 2021 році, шт.		Фактично замінено у 2020 році, шт.		
			у тому числі:					з попередньою оплатою	багатотарифні	у тому числі:		усього	індукційних	електронних	усього	індукційних	електронних
			на балансі лічильника	споживачів	з просторовим терміном повірки	багатотарифні	індукційних			електронних							
1	2=3+4	3	5	6	7	8	9	10=11+12	11	12	13=14+15	14	15	16	17	18	
1 фази	17 120	118	332	16 870	16	1 602	0	1 808	226	1 083	1 980	747	1 289				
3 фази	24 231	2	264	23 935	15	864	0	3 068	1 433	1 695	2 840	1 268	1 572				
Разом	41 351	120	626	40 605	31	2 466	0	4 406	1 668	2 748	4 826	2 016	2 811				

У побутових споживачів

Лічильники	Кількість точок обліку всього, шт.	Кількість безоблікових точок обліку, шт.	Кількість установлених лічильників, шт.										Кількість лічильників, що підлягають заміні за планом у 2021 році, шт.		Фактично замінено у 2020 році, шт.		
			у тому числі:					з попередньою оплатою	багатотарифні	у тому числі:		усього	індукційних	електронних	усього	індукційних	електронних
			на балансі лічильника	споживачів	з просторовим терміном повірки	багатотарифні	індукційних			електронних							
1	2=3+4	3	5	6	7	8	9	10=11+12	11	12	13=14+15	14	15	16	17	18	
1 фази	472 224	146	58 499	413 579	1 080	17 456	0	32 172	174	31 998	32 052	774	31 278				
3 фази	72 341	0	20 708	51 633	375	15 375	0	5 082	2 887	2 205	4 343	2 049	2 294				
Разом	544 565	146	79 207	468 212	1 455	32 731	0	37 264	3 961	34 203	36 395	2 823	33 872				

Усього

Лічильники	Кількість точок обліку всього, шт.	Кількість безоблікових точок обліку, шт.	Кількість установлених лічильників, шт.										Кількість лічильників, що підлягають заміні за планом у 2021 році, шт.		Фактично замінено у 2020 році, шт.		
			у тому числі:					з просторовим терміном повірки	багатотарифні	у тому числі:		усього	індукційних	електронних	усього	індукційних	електронних
			на балансі лічильника	споживачів	з просторовим терміном повірки	багатотарифні	індукційних			електронних							
1	2=3+4	3	5	6	7	8	9	10=11+12	11	12	13=14+15	14	15	16	17	18	
1 фази	480 889	284	58 831	431 774	10 667	480 038	1 097	18 766	0	33 598	422	38 174	34 219	1 814	32 605		
3 фази	89 052	2	21 006	78 044	15 705	83 346	392	16 667	0	8 428	4 407	4 019	7 391	3 427	3 964		
Разом	569 941	286	79 837	509 818	26 272	563 383	1 489	35 433	0	42 022	4 829	37 193	41 610	5 041	36 569		

* Зазначити відповідний рік

У виробничих спорядів (продовження)

Кількість установлених лічильників, шт.												
Лічильники	Індукційні лічильники						Електроліні лічильники					
	усього			строк експлуатації (у роках)			усього			строк експлуатації (у роках)		
	клас точності	1,0 і краще		до 8	до 12	більше 12	клас точності	1,0 та краще		до 6	більше 6	
X	2,5	18	19	20	21	23	24=25+26= =27+28	2,0	25	26	27	28
1 фаза	2	239	0	61	76	89	5	48	1 246	603	691	686
3 фази	0	452	0	380	51	25	18	77	1 851	1 359	686	686
Разом	2	691	0	441	127	114	21	125	3 197	1 962	1 380	1 380

У непродуктивних спорядів (продовження)

Кількість установлених лічильників, шт.												
Лічильники	Індукційні лічильники						Електроліні лічильники					
	усього			строк експлуатації (у роках)			усього			строк експлуатації (у роках)		
	клас точності	1,0 і краще		до 8	до 12	більше 12	клас точності	1,0 та краще		до 6	більше 6	
X	2,5	17	18	20	21	23	24=25+26= =27+28	2,0	25	26	27	28
1 фаза	47	2 016	0	173	539	1 181	189	285	14 655	9 341	6 598	6 598
3 фази	2	5 776	1	3 502	1 955	187	135	897	17 553	12 721	5 729	5 729
Разом	49	7 791	1	3 676	2 494	1 368	304	1 182	32 208	22 062	11 328	11 328

У побутових спорядів (продовження)

Кількість установлених лічильників, шт.													
Лічильники	Індукційні лічильники						Електроліні лічильники						
	усього			строк експлуатації (у роках)			усього			строк експлуатації (у роках)			
	клас точності	1,0 і краще		до 8	до 16	до 24	більше 24	клас точності	1,0 та краще		до 6	більше 6	
X	2,5	17	18	20	21	22	23	24=25+26= =27+28	2,0	25	26	27	28
1 фаза	8 286	8 274	0	0	861	1 430	5 963	463 804	5 738	498 066	69 909	394 295	394 295
3 фази	0	9 471	3	2	2 871	4 762	1 839	82 887	1 185	61 682	25 631	37 038	37 038
Разом	8 286	11 469	3	2	3 752	6 192	7 802	526 671	6 923	619 748	95 340	431 331	431 331

Усього (продовження)

Кількість установлених лічильників, шт.													
Лічильники	Індукційні лічильники						Електроліні лічильники						
	усього			строк експлуатації (у роках)			усього			строк експлуатації (у роках)			
	клас точності	1,0 і краще		до 8	до 16	до 24	більше 24	клас точності	1,0 та краще		до 6	більше 6	
X	2,5	19	20	21	22	24	25	26=27+28= =29+30	2,0	27	28	29	30
1 фаза	6 335	4 232	0	234	1 486	2 700	6 137	480 038	6 071	473 567	70 453	400 585	400 585
3 фази	2	15 669	4	3 894	4 877	4 974	1 950	83 345	2 159	81 168	39 911	43 434	43 434
Разом	6 337	19 931	4	4 098	6 373	7 674	8 127	563 383	8 230	555 153	119 364	444 019	444 019

4.2.1. Стан обліку електричної енергії у промислових споживачів на початок прогнозного періоду

№ з/п	Тип приладу обліку (нове маркування)	Кількість приладів обліку, шт.	Виробник приладу обліку	Рівень напруги ЛЕП, кВ	Клас точності приладу обліку	Кількість лічильників, які не відповідають вимогам нормативних документів	Примітка
1	2	3	4	5	6	7	8
1	2CM4	2	Румун	0,22	1,0	0	
2	ACE 5000	3	Acclaris	0,4	1,0	0	
3	ACE 6000	26	Acclaris	0,4	2,0	0	
4	Actaris SL	4	Acclaris	0,4	1,0	0	
5	AD13A.1	1	АДЦ ЕНЕРГІЯ	0,4	0,5	0	
6	ED2600	1	EMH Elektrizitätszähler	0,22	1,0	0	
7	Eisler A1140RAL	1	ТОВ "Ельстер Метрошка"	0,4	1,0	0	
8	EMS	17	Elgama electronika	0,4	1,0	0	
9	EMS	1	Elgama electronika	0,4	0,5	0	
10	EMT	12	Elgama electronika	0,4	1,0	0	
11	ELGAMA (BPOS EPOM)	22	Elgama electronika	0,4	0,5	0	
12	ET	4	СП ЗАО "Элвин"	0,4	1,0	0	
13	GAMA 300	79	Elgama electronika	0,4	1,0	0	
14	GEM 134.01.2	2	Elgama electronika	0,22	2,0	0	
15	GEM 135.01.2	2	Elgama electronika	0,22	1,0	0	
16	ITZ	24	EMH Elektrizitätszähler	0,4	1,0	0	
17	LZQJ-XC	4	EMH Elektrizitätszähler	0,4	0,5	0	
18	LZQJ-XC	64	EMH Elektrizitätszähler	0,4	1,0	0	
19	Matrix MTX	101	ООО «Телекоммуникационные технологии»	0,22	1,0	0	
20	Matrix MTX	236	ООО «Телекоммуникационные технологии»	0,4	1,0	0	
21	Mercury	27	Иркутск	0,4	1,0	0	
22	Mercury	6	Иркутск	0,22	1,0	0	
23	NIK	453	ТЗОВ "НПК-ЕЛЕКТРОНИКА"	0,4	1,0	0	
24	NP-07 1F.1-SM-U	4	ООО «Телекоммуникационные технологии»	0,22	0,0	0	
25	NP-06 TD MME.1F.1SM-RU	60	ООО «Телекоммуникационные технологии»	0,22	1,0	0	
26	NP-08 TD ME.3F.1xPD-U	20	ООО «Телекоммуникационные технологии»	0,4	0,5	0	
27	NP-07 3FD.1SM-U	4	ООО «Телекоммуникационные технологии»	0,4	0,5	0	
28	NP-06 TD MME.3FD.SMxPD-U	83	ООО «Телекоммуникационные технологии»	0,4	1,0	0	
29	PAFAL 16EC3gr	2	FAP PAFAL	0,4	1,0	0	
30	PaFal C52	1	FAP PAFAL	0,4	2,0	0	
31	PAFAL EA5gr	1	FAP PAFAL	0,22	1,0	0	
32	SL7000	57	AMTRON	0,4	0,5	0	
33	ZFB 410	3	LANDIS&GYR	0,4	1,0	0	
34	ZMB 410	5	LANDIS&GYR	0,4	1,0	0	

35	ZMG 410	72	LANDIS&GYR	0,4	1,0	0
36	ZMD 402CT	3	LANDIS&GYR	0,4	0,2	0
37	ZMD 405CR	71	LANDIS&GYR	0,4	0,5	0
38	ZMD 310CR44	4	LANDIS&GYR	0,4	1,0	0
39	ZMG 310CR	45	LANDIS&GYR	0,4	1,0	0
40	ZMR 110CR	102	LANDIS&GYR	0,4	1,0	0
41	A 1700 (Альфа)	7	Альфа	0,4	1,0	0
42	ЕвроАльфа	4	ТОВ "Эльстер Метроника"	0,4	0,2	0
43	ЕвроАльфа	2	ТОВ "Эльстер Метроника"	0,4	0,5	0
44	ЕвроАльфа	1	ТОВ "Эльстер Метроника"	0,4	1,0	0
45	АСЕ 3000	64	Astalis	0,4	1,0	0
46	ЛЕ 1101	11	ОАО "Крамленерго"	0,22	1,0	0
47	Меридіан ЛТЕ-1.03	203	ВАТ "Меридіан"	0,4	1,0	0
48	Меридіан СОЗ-1.02/2	851	ВАТ "Меридіан"	0,22	1,0	0
49	СА3	8	АТ "ЛЭМЗ"	0,4	2,0	0
50	СА4	439	«Комунарсчетмаш»	0,4	2,0	0
51	Система ОЕ-008	13	ООО «Промстабильност»	0,4	1,0	0
52	Система ОЕ-009	4	ООО «Промстабильност»	0,22	1,0	0
53	СО	100	ПП «Харьковский завод электрошпиратур»	0,22	2,0	0
54	СО	2	ПП «Харьковский завод электрошпиратур»	0,22	2,5	0
55	СО-ЭА05	14	АТ "ЛЭМЗ"	0,22	1,0	0
56	СО-ЭЭ6706	118	АТ "ЛЭМЗ"	0,22	2,0	0
57	СТ-ЭА	20	«Комунарсчетмаш»	0,4	1,0	0
58	ЦЭ 6803 В	70	Тов Энергомер	0,4	2,0	0
59	ЦЭ 6807 Б	29	Тов Энергомер	0,22	2,0	0
60	ЦЭ 6807 П	5	Тов Энергомер	0,22	1,0	0
61	Энергия-9 СТК3	13	ТОВ "Телекарт-прілад"	0,4	0,5	0
62	Энергия-9 СТК3	4	ТОВ "Телекарт-прілад"	0,4	1,0	0
63	НИК	374	ТзОВ "НИК-ЕЛЕКТРОНІКА"	0,22	1,0	0
			Усього			0

4.2.2. Стан обліку електричної енергії у промислових споживачів

№ з/п	Лічильники із строком експлуатації	Наявний стан на початок прогнозного періоду		Прогнозний стан на кінець прогнозного періоду	
		кількість, шт.	відсоток від загальної кількості	кількість, шт.	відсоток від загальної кількості
1	2	3	4	5	6
1	до 8 років	2 930	73,16%	3 042	75,96%
2	8 - 20 років	1 069	26,69%	963	24,04%
3	20 - 30 років	6	0,15%	0	0,00%
4	більше 30 років	0	0,00%	0	0,00%
5	відсутні	0	0,00%	0	0,00%
	Усього	4 005	100,00%	4 005	100,00%

4.2.3. Стан обліку електричної енергії у населення на початок прогнозного періоду

Загальна кількість точок обліку	Кількість точок обліку у сільській місцевості	Кількість точок обліку у містах	Прилади обліку				
			відсутні	індукційні		електронні	
				клас точності гірше 2,0	клас точності 2,0 та краще	з імпульсним виходом	без імпульсного виходу
1	2	3	4	5	6	7	8
544 565	212 051	332 514	146	6 286	11 462	460 963	65 708

4.2.4. Стан обліку електричної енергії у населення

№ з/п	Лічильники із строком експлуатації	Наявний стан на початок прогнозного періоду		Прогнозний стан на кінець прогнозного періоду	
		кількість, шт.	відсоток від загальної кількості	кількість, шт.	відсоток від загальної кількості
1	2	3	4	5	6
1	до 8 років	115 184	21,15%	124 751	22,91%
2	8 - 20 років	415 286	76,26%	411 133	75,50%
3	20 - 30 років	7 298	1,34%	4 690	0,86%
4	більше 30 років	6 651	1,22%	3 991	0,73%
5	відсутні	146	0,03%	0	0,00%
	Усього	544 565	100,00%	544 565	100,00%

4.3. Стан комерційного обліку електричної енергії на початок прогностичного періоду*

№ з/п	Найменування підстанції (станції) та присіваль	Рівень напруги ЛЕП, кВ	Клас точності лічильника (всобщий)	Клас точності лічильника (навантаж.)	Тип лічильника прибіому віддані	Виробник лічильників	Відомості лічильника вказані Інструкції про поурядок комерційного обліку електричної енергії**	Річний обсяг передачі електричної енергії через точку обліку, тис. кВт·год	Відповідність точки обліку вказані Інструкції про поурядок комерційного обліку електричної енергії**	Назвисть дублюючого лічильника	Кількість трансформатора напруга, що підлягають заміні (встановлено), шт.	Кількість трансформатора струму, що підлягають заміні (встановлено), шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	ВРП 330/220 кВ Бурятська ТЕС АТ-5	220кВ	0,2	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	416 890,56	ТАК	ТАК	0	0
2	ВРП 330/220 кВ Бурятська ТЕС ОВ-220 кВ	220кВ	0,2	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	4 480,08	ТАК	ТАК	0	0
3	ПС 330/110/35/10 кВ "Івано-Франківськ" КЛ 0,4кВ Житловий будинок №1	0,4кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	0,00	ТАК	ТАК	0	0
4	ПС 330/110/35/10 кВ "Івано-Франківськ" КЛ 0,4кВ Житловий будинок №2	0,4кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	0,00	ТАК	ТАК	0	0
5	ПС 330/110/35/10 кВ "Івано-Франківськ" ОВ 110 кВ	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	11 729,74	ТАК	ТАК	0	0
6	ПС 330/110/35/10 кВ "Івано-Франківськ" ПЛ 110 кВ Турецьк	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	82 675,16	ТАК	ТАК	0	0
7	ПС 330/110/35/10 кВ "Івано-Франківськ" ПЛ 110 кВ Одаг	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	185 630,50	ТАК	ТАК	0	0
8	ПС 330/110/35/10 кВ "Івано-Франківськ" ПЛ 110 кВ Алгольшань-1	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	5 474,44	ТАК	ТАК	0	0
9	ПС 330/110/35/10 кВ "Івано-Франківськ" ПЛ 110 кВ Алгольшань-2	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	3 072,36	ТАК	ТАК	0	0
10	ПС 330/110/35/10 кВ "Івано-Франківськ" ПЛ 110 кВ Абсолютський Іс-т	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	54 623,50	ТАК	ТАК	0	0
11	ПС 330/110/35/10 кВ "Івано-Франківськ" ПЛ 110 кВ Насофран	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	227 362,96	ТАК	ТАК	0	0
12	ПС 330/110/35/10 кВ "Івано-Франківськ" ПЛ 110 кВ Олпорт-1	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	0,00	ТАК	ТАК	0	0
13	ПС 330/110/35/10 кВ "Івано-Франківськ" ПЛ 110 кВ Олпорт-2	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	0,00	ТАК	ТАК	0	0
14	ПС 330/110/35/10 кВ "Івано-Франківськ" ПЛ 110 кВ Богородчан	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	36 926,60	ТАК	ТАК	0	0
15	ПС 330/110/35/10 кВ "Івано-Франківськ" ПЛ 110 кВ Кривий	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	154 259,07	ТАК	ТАК	0	0
16	ПС 330/110/35/10 кВ "Івано-Франківськ" ПЛ 110 кВ Зав'язан	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	58 443,35	ТАК	ТАК	0	0
17	ПС 330/110/35/10 кВ "Івано-Франківськ" ПЛ 110 кВ Вересня	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	54 652,90	ТАК	ТАК	0	0
18	ПС 330/110/35/10 кВ "Івано-Франківськ" ПЛ 35 кВ Підмар'я	35кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	24 954,11	ТАК	ТАК	0	0

19	ПС 330/110/35/10 кВ "Ивано-Франківськ" ЛП 35 кВ ПС 3б зусу №1	35кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	23 588,78	ТБК	НІ	0	0
20	ПС 330/110/35/10 кВ "Ивано-Франківськ" ЛП 35 кВ ПС 3б зусу №2	35кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-761C071	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	31 611,27	ТБК	НІ	0	0
21	ПС 330/110/35/10 кВ "Ивано-Франківськ" КЛ 10 кВ ПЛ-270-1 к.26	10кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-761C071	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	504,00	ТБК	НІ	0	0
22	ПС 330/110/35/10 кВ "Ивано-Франківськ" КЛ 10 кВ ПЛ-270-2 к.22	10кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-761C071	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	454,38	ТБК	НІ	0	0
23	ПС 330/110/35/10 кВ "Ивано-Франківськ" КЛ 10 кВ Мебелна ф-ва к. 20	10кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-761C071	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	1 519,90	ТБК	НІ	0	0
24	ПС 330/110/35/10 кВ "Ивано-Франківськ" КЛ 10 кВ АЗХАРК к. 18	10кВ	1,0 (2,0)	I	Actaris SL-761C071	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	3 750,43	ТБК	НІ	0	0
25	ПС 330/110/35/10 кВ "Ивано-Франківськ" КЛ 10 кВ Водоканал к.14	10кВ	1,0 (2,0)	I	Actaris SL-761C071	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	2 172,49	ТБК	НІ	0	0
26	ПС 330/110/35/10 кВ "Ивано-Франківськ" КЛ 10 кВ КХП-1 к.25	10кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-761C071	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	1 082,71	ТБК	НІ	0	0
27	ПС 330/110/35/10 кВ "Ивано-Франківськ" КЛ 10 кВ КХП-2 к.17	10кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-761C071	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	0,00	ТБК	НІ	0	0
28	ПС 330/110/35/10 кВ "Ивано-Франківськ" КЛ 10 кВ Тарнава-3 к.2	10кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-761C071	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	319,54	ТБК	НІ	0	0
29	ПС 330/110/35/10 кВ "Ивано-Франківськ" КЛ 10 кВ Водоканал к.4	10кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-761C071	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	0,00	ТБК	НІ	0	0
30	ПС 330/110/35/10 кВ "Ивано-Франківськ" КЛ 10 кВ ПЛ-212 к.8	10кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-761C071	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	704,83	ТБК	НІ	0	0
31	ПС 330/110/35/10 кВ "Ивано-Франківськ" КЛ 10кВ СТО-1 к.30	10кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-761C071	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	587,99	ТБК	НІ	0	0
32	ПС 330/110/35/10 кВ "Ивано-Франківськ" КЛ 10кВ СТО-2 к.28	10кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-761C071	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	0,00	ТБК	НІ	0	0
33	ПС 330/110 кВ "Богородчань" ЛП 110 кВ Івано-Франківськ	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	48 935,90	ТБК	ТБК	0	0
34	ПС 330/110 кВ "Богородчань" ЛП 110 кВ Навітря	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	238 880,81	ТБК	ТБК	0	0
35	ПС 330/110 кВ "Богородчань" ЛП 110 кВ Богородчань	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	114 398,08	ТБК	ТБК	0	0
36	ПС 330/110 кВ "Богородчань" ЛП 110 кВ Бережівка	110кВ	0,5 (1,0)	0,2	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	47 060,90	ТБК	ТБК	0	0
37	ПС 330/110 кВ "Богородчань" ЛП 110 кВ Прогрес-1	110кВ	0,5 (1,0)	0,2	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	5 965,58	ТБК	ТБК	0	0
38	ПС 330/110 кВ "Богородчань" ЛП 110 кВ Прогрес-2	110кВ	0,5 (1,0)	0,2	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	4 969,25	ТБК	ТБК	0	0
39	ПС 330/110 кВ "Богородчань" ЛП 110 кВ Прогрес-3	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	11 064,90	ТБК	ТБК	0	0
40	ПС 330/110 кВ "Богородчань" ОВ 110кВ	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	2 981,00	ТБК	ТБК	0	0

41	ПТС 330/110 кВ "Богородицкая" КЛ 10кВ КС-7 №1 к.1	10кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Опарица	ТБК	0,00	ТБК	0	0
42	ПТС 330/110 кВ "Богородицкая" КЛ 10кВ КС-7 №2 к.8	10кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Опарица	ТБК	0,00	ТБК	0	0
43	ПТС 220/110/35 кВ "Калуга" СОБ 220кВ	220кВ	0,2	0,5S	ZMD402CT44	Landis&Gyr, Швейцария	ТБК	36 112,93	ТБК	0	0
44	ПТС 220/110/35 кВ "Калуга" ПЛ 220кВ	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	ZMD402CT44	Landis&Gyr, Швейцария	ТБК	164 156,41	ТБК	0	0
45	ПТС 220/110/35 кВ "Калуга" ПЛ 220кВ	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	ZMD402CT44	Landis&Gyr, Швейцария	ТБК	170 860,96	ТБК	0	0
46	ПТС 220/110/35 кВ "Калуга" ПЛ 110кВ ГЛП-1	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Опарица	ТБК	357 542,01	ТБК	0	0
47	ПТС 220/110/35 кВ "Калуга" ПЛ 110кВ Калуга-ТЭЦ 1	110кВ	0,5 (1,0)	1	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Опарица	ТБК	222 219,71	ТБК	0	0
48	ПТС 220/110/35 кВ "Калуга" ПЛ 110 ПТВ-31	110кВ	0,5 (1,0)	1	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Опарица	ТБК	61 525,73	ТБК	0	0
49	ПТС 220/110/35 кВ "Калуга" ПЛ 110кВ ПТВ-11,12	110кВ	0,5 (1,0)	1	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Опарица	ТБК	7 069,39	ТБК	0	0
50	ПТС 220/110/35 кВ "Калуга" ПЛ 110кВ Хронос-Урбан	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Опарица	ТБК	338 052,97	ТБК	0	0
51	ПТС 220/110/35 кВ "Калуга" ПЛ 110кВ Высокая-А	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Опарица	ТБК	167 957,50	ТБК	0	0
52	ПТС 220/110/35 кВ "Калуга" ПЛ 110кВ Высокая-Б	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Опарица	ТБК	181 379,70	ТБК	0	0
53	ПТС 220/110/35 кВ "Калуга" ОБ 110	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Опарица	ТБК	21 768,90	ТБК	0	0
54	ПТС 220/110/35 кВ "Калуга" ПЛ 35кВ ПТВ-32 №1	35кВ	1,0 (2,0)	0,5	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Опарица	ТБК	243 761,10	ТБК	0	0
55	ПТС 220/110/35 кВ "Калуга" ПЛ 35кВ ПТВ-32 №2	35кВ	1,0 (2,0)	0,2,5	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Опарица	ТБК	357 263,20	ТБК	0	0
56	ПТС 220/110/35 кВ "Калуга" ТЭЦ-3 0,4кВ	0,4кВ	1,0 (2,0)	0,2,5	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Опарица	ТБК	0,00	ТБК	0	0
57	ПТС 220кВ "Српай" ПЛ 110кВ Долная-1	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Опарица	ТБК	32 947,10	ТБК	0	0
58	ПТС 220кВ "Српай" ПЛ 110кВ Долная-2	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Опарица	ТБК	30 744,90	ТБК	0	0
59	ПТС 330/110/35 кВ "Череповец" ПЛ-110 кВ "Торолана"	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Опарица	ТБК	1 369,37	ТБК	0	0
60	ПТС 330/110/35 кВ "Череповец" ОБ - 110 кВ	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Опарица	ТБК	23 679,90	ТБК	0	0
61	ПТС 110/35/10 кВ "Саранск" ПЛ-110 кВ "Тарасово"	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Опарица	ТБК	89 196,90	ТБК	0	0
62	ПТС 110/35/10 кВ "Воскожино" ПЛ-110 кВ "Куты"	110кВ	0,5 (1,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Опарица	ТБК	18 561,70	ТБК	0	0
63	ПТС 110/35/10 кВ "Тарасово" ПЛ-35 кВ "Кынара"	35кВ	1,0 (2,0)	1	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Опарица	ТБК	349,75	ТБК	0	0

64	ПС 35/10 кВ "ПТЕС" ПД-35 кВ "Вашілан"	35кВ	1,0 (2,0)	1	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	496,73	ТБК	0	0
65	ПС 35/10 кВ "Устерика" ПД-35 кВ "Пугала"	35кВ	1,0 (2,0)	1	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	483,20	ТБК	0	0
66	ПТ-1092 відгалуження від ПД "Скельна-Кулички" (оп. 4288)	0,4кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	0,50	НІ	0	0
67	ПТ-101 відгалуження від ПД-10кВ "Вороньки-Яблушки" (оп. 646)	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	НІК 2301 АК1	НІК Енергетика, Україна	ТБК	0,48	НІ	0	0
68	ПД-10кВ "Усть-Пугала - Венечки" відгалуження від ПД-10кВ "Усть-Пугала - Венечки" (оп. 41) до ПД-43	0,4кВ	1,0 (2,0)	0,5S	МТХ3Р20.00	ТЗОВ «Телекомунаційні технології», Україна	ТБК	0,39	НІ	0	0
69	ПД-10кВ "Усть-Пугала - Венечки" відгалуження від ПД-10кВ "Усть-Пугала - Венечки" (оп. 59) до ПД-50	0,4кВ	1,0 (2,0)	0,5	МТХ3Р20.00	ТЗОВ «Телекомунаційні технології», Україна	ТБК	0,21	НІ	0	0
70	ПД-10кВ "Усть-Пугала - Венечки" відгалуження від ПД-10кВ "Усть-Пугала - Венечки" (оп. 50) до ПД-54	0,4кВ	1,0 (2,0)	0,5S	МТХ3Р20.00	ТЗОВ «Телекомунаційні технології», Україна	ТБК	0,25	НІ	0	0
71	Відгалуження від оп. № 691 ПД-10кВ "Самкова" від лінії "Маріна Геть" ЦТП-320 (с. Голосине)	0,4кВ	1,0 (2,0)	0,5S	МТХ3Р30.00	ТЗОВ «Телекомунаційні технології», Україна	ТБК	0,34	НІ	0	0
72	Відгалуження від оп. № 691 ПД-10кВ "Самкова" від лінії "Маріна Геть" ЦТП-321 (с. Голосине)	0,4кВ	1,0 (2,0)	0,5S	МТХ3Р30.00	ТЗОВ «Телекомунаційні технології», Україна	ТБК	0,29	НІ	0	0
73	ПС 110/35/10 кВ "Ворохта" ЛПН35-кВ "Ворохта-Ясина"	35кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	6 233,88	ТБК	0	0
74	КРУН в тролі ПД-10 кВ "Торуваль-відгалуження на Рибнік"	10кВ	1,0 (2,0)	1	LZQJ-XC	EMH metering GmbH & Co. KG, Німеччина	ТБК	6,76	НІ	0	0
75	ПС 35/10 кВ "Ворохли №53" ПД - 35 кВ "Ворохли-Клишине"	35кВ	1,0 (2,0)	0,2s	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	879,30	НІ	0	0
76	ПС 35/10 кВ "Гаршана №71" ПД - 35 кВ "Тривань-Залізна"	35кВ	1,0 (2,0)	0,2s	LZQJ-XC	EMH metering GmbH & Co. KG, Німеччина	ТБК	519,60	НІ	0	0
77	ПС 110/35/10 кВ "Дяче №77" Вмх (10 кВ Т-1	110кВ	0,5 (4,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	9 356,09	ТБК	0	0
78	ПС 35/10 кВ "Коралки №114" ПД - 10 кВ "Залізна"	10кВ	1,0 (2,0)	0,5S	ZFB408CT647	Landis & Gyr (Швейцарія)	ТБК	0,50	НІ	0	0
79	ПС 35/10 кВ "Лопушань" ПД "Підвижове"	35кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	2,94	ТБК	0	0
80	ПС 35/10кВ "Дяхтин" ПД "Високе"	35кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	74,85	ТБК	0	0
81	ПС 35/10кВ "Поголівне" ПД "Тягло-Золоте"	35кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	2,75	ТБК	0	0
82	КТЕЦ Ком. 12 ПП-1	6кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	7 046,93	НІ	0	0
83	КТЕЦ Ком. 20 ПП-2	6кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	12 648,97	НІ	0	0
84	КТЕЦ Ком. 9 Належна перешкода стовпів	6кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	0,00	НІ	0	0
85	КТЕЦ Ком. 11 Опорні опорудка	6кВ	1,0 (2,0)	0,5	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТБК	0,00	НІ	0	0

86	КТБЦ Ком. 19 Насосна промислуна	6кВ	1,0 (2,0)	0,5	Actaris SL-7000 Україна	Schlumberger Industries SA, Україна	ТАК	2 182,45	ТАК	НІ	0	0
87	КТБЦ Ком. 29 Опална споруда	6кВ	1,0 (2,0)	0,5	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Україна	ТАК	0,00	ТАК	НІ	0	0
88	КТБЦ Ком. 39 Насосна промислуна	6кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Україна	ТАК	2 502,44	ТАК	НІ	0	0
89	КТБЦ Ком. 38 Вих Т-2	6кВ	0,5 (1,0)	0,5s	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Україна	ТАК	106 993,90	ТАК	НІ	0	0
90	Т-62 ПП "Термас" №1	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	LZQJ-XC	EMH metering GmbH & Co. KG, Німеччина	ТАК	39,87	ТАК	НІ	0	0
91	Т-63 ЗАТ "Кабелар Дя.Ес.Ем." №1	0,4кВ	1,0 (2,0)	0,5S	LZQJ-XC	Elektrizitätszähler, EMH Німеччина	ТАК	0,00	ТАК	НІ	0	0
92	Т-63 ЗАТ "Кабелар Дя.Ес.Ем." №2	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	LZQJ-XC	Elektrizitätszähler, EMH Німеччина	ТАК	25,14	ТАК	НІ	0	0
93	ПТ-26 ст.Галач ПЛ-10кВ "Галач-1" від ПС-110/10 Галач	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Україна	ТАК	71,94	ТАК	НІ	0	0
94	ПТ-1 ст.Бурлава Кос.№ 28 "Борсан" ПС-110/35/10 "Бурлава"	10кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Україна	ТАК	101,72	ТАК	НІ	0	0
95	ПТ-АБ ст.Бурлава Кос.№15 "Автобуковина" ПС-110/35/10 "Бурлава"	10кВ	1,0 (2,0)	0,5S	EA65RAL	Elster Metronich, Росія	ТАК	615,78	ТАК	НІ	0	0
96	КПТ-330 ст.Городище (застро) ПЛ-10 кВ "Серефівка" від ПС-110/35/10 Городище	0,4кВ	1,0 (2,0)	0,5S	NIK2301ATZ	НІК Електроінста, Україна	ТАК	1,08	ТАК	НІ	0	0
97	КПТ-255 ст.Городище (застро) ПЛ-10 кВ "Реміс" від ПС-110/35/10 Городище	0,4кВ	1,0 (2,0)	0,5S	ЛТЕ-1.03	ЛІАТ "Меридіан", Україна	ТАК	22,34	ТАК	НІ	0	0
98	ЗП.Восня-Піпмач ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ПТ-19	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	COB-1.022	ЛІАТ "Меридіан", Україна	ТАК	0,00	ТАК	НІ	0	0
99	Л-1 від ПТ-292 ст.Острівців і перекач 34 км ПЛ-0,4кВ	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,5S	COB-1.022	ЛІАТ "Меридіан", Україна	ТАК	0,54	ТАК	НІ	0	0
100	ЗП.Хвалюбога ПЛ-0,4кВ Л-2 від ПТ-389	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,5	CO-Y446	ДНВП «Об'єднання Комунар», Україна	ТАК	0,00	ТАК	НІ	0	0
101	КПТ-182, перекач 58км с.Босна-Піпмач ПЛ-10 кВ "Трумач" від ПС-110/35/10 Городище	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,5	NIK2102-02	НІК Електроінста, Україна	ТАК	0,48	ТАК	НІ	0	0
102	10 кВ "Червоний" від ПС-110/35/10 Городище	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,5	NIK2102-02	НІК Електроінста, Україна	ТАК	0,00	ТАК	НІ	0	0
103	КПТ-104, перекач 46 км с.Піпмач ПЛ-10 кВ "Трумач" від ПС-110/35/10 Городище	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,5	NIK2102-02	НІК Електроінста, Україна	ТАК	0,00	ТАК	НІ	0	0
104	10 кВ "Трумач" від ПС-110/35/10 Городище	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,5	NIK2102-02	НІК Електроінста, Україна	ТАК	0,00	ТАК	НІ	0	0
105	перекач 40 км і оп.Вісно ПЛ-0,4кВ Л-2 від ПТ-347	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,5	NIK2102-02	НІК Електроінста, Україна	ТАК	0,47	ТАК	НІ	0	0
106	ПТ-530 ст.Долна ПЛ-6кВ "ПТ-47" від ПС-110/35/6 "Долна"	0,4кВ	1,0 (2,0)	0,5	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Україна	ТАК	122,46	ТАК	НІ	0	0
107	КПТ-438 ст.Балезія ПЛ-10кВ "Балезія" від ПС-110/10 Балезія	0,4кВ	1,0 (2,0)	0,5	NIK2301ATZ	НІК Електроінста, Україна	ТАК	2,48	ТАК	НІ	0	0
108	КПТ-640 ст.Болесія ПЛ-10кВ "ПТ-104" від ПС-110/10 "Болесія"	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,5	ІС-6807БК	ЛІАТ «Інтерек Електроінста», Росія	НІ	0,00	НІ	НІ	0	0
109	ЗП.Рашна ПЛ-0,4кВ Л-1 від ПТ-99	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,5	NIK2102-02	НІК Електроінста, Україна	ТАК	0,56	ТАК	НІ	0	0

110	Перейді 42 км с.Ракхана ПП-0,4кВ Л-1 від ПП-99	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,5	НИК2102-02	НИК Електрофіка, Україна	ТАК		0,00	ТАК	НІ	0	0
111	Перейді 41км Ракхана ПП-0,4кВ Л-2 від ПП-99	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,5	НИК2102-02	НИК Електрофіка, Україна	ТАК		0,60	ТАК	НІ	0	0
112	Перейді 43км Ракхана ПП-0,4кВ Л-3 від ПП-100	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,5	НИК2102-02	НИК Електрофіка, Україна	ТАК		0,40	ТАК	НІ	0	0
113	Перейді 24км Болехів ПП-0,4кВ від ГКТП-129	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,5	НИК2102-02	НИК Електрофіка, Україна	ТАК		1,42	ТАК	НІ	0	0
114	Перейді 27 км Болехів ПП-10 кВ "Підберезка" від ПС-110/10 "Болехів"	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,5	ЛМ-ІТ-24	"ЕНЕРГОТЕРМ", Україна	ТАК		1,97	ТАК	НІ	0	0
115	КТП-547 Халупа ПП-10 кВ "Підберезка" від ПС-110/10 "Болехів"	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,5	ЛМ-ІТ-24	ТОВ	ТАК		0,00	ТАК	НІ	0	0
116	ст.Вірюди ПП-0,4кВ Л-6 від ПП-284	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,5	НИК2102-02	НИК Електрофіка, Україна	ТАК		0,00	ТАК	НІ	0	0
117	ЗП Надвіш ПП-0,4кВ Л-2 від ПП-83	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,5	НИК2102-02	НИК Електрофіка, Україна	ТАК		0,00	ТАК	НІ	0	0
118	Перейді 48 км Ракхана ПП ПП-0,4кВ Л-1 від ГКТП-96	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	НИК2102-02	НИК Електрофіка, Україна	ТАК		0,00	ТАК	НІ	0	0
119	ЗП Раків ПП-0,4кВ Л-1 від ГКТП-96	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,5	НИК2102-02	НИК Електрофіка, Україна	ТАК		0,00	ТАК	НІ	0	0
120	Перейді 29км і ст.Сачів ПП-0,4кВ Л-1 від ПП-287	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,5	НИК2102-02	НИК Електрофіка, Україна	ТАК		0,00	ТАК	НІ	0	0
121	Перейді 34км Яворів ПП-0,4кВ Л-1 від ПП-227	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,5	НИК2102-02	НИК Електрофіка, Україна	ТАК		1,32	ТАК	НІ	0	0
122	КТП ст.Яворів ПП-6 кВ НТВУ "Долнавафрос"	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,5	ЦЗ-807П	ПАТ «Концерн «Енергосервіс», Росія	НІ		0,00	НІ	НІ	0	0
123	Перейді 1-й км Долнава-Вірюди ПП-0,4 кВ Л-1 від ПП-520	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	НИК2102-02	НИК Електрофіка, Україна	ТАК		1,10	ТАК	НІ	0	0
124	Перейді 8+445км, Долнава-Вірюди ПП-0,23 кВ Л-1 від ПП285	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,5	НИК2102-02	НИК Електрофіка, Україна	ТАК		0,58	ТАК	НІ	0	0
125	ПП-63 ст.Львів-Франківська ПП-19, ру-10 кВ, ком. № 5	10кВ	1,0 (2,0)	1	EAOSRAL	Elster Metronica, Росія	ТАК		1 855,30	ТАК	НІ	0	0
126	ПП-АБ ст.Львів-Франківська ПС-110/10 "Володимир" котирка № 34	10кВ	1,0 (2,0)	1	EAOSRAL	Elster Metronica, Росія	ТАК		0,00	ТАК	НІ	0	0
127	ПП-13 ст.Хриплин Ком.№ 41 ПС-110/10 "Автоматизація"	10кВ	1,0 (2,0)	1	EAOSRAL	Elster Metronica, Росія	ТАК		501,91	ТАК	НІ	0	0
128	ПП-5 ст.Хриплин Ком.№10 ПС-110/10 "Автоматизація"	10кВ	1,0 (2,0)	1	EAOSRAL	Elster Metronica, Росія	ТАК		244,01	ТАК	НІ	0	0
129	Будинок муніцип. і релігійні буд.Довгальська, 17 ПП-304	0,4кВ	1,0 (2,0)	2	НИК2101АІП2	НИК Електрофіка, Україна	ТАК		0,89	ТАК	НІ	0	0
130	Будинок зв'язу ПП-5 вул.Протокавська 11 ПП-304	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК		23,76	ТАК	НІ	0	0
131	Перейді по вул.Душман м.Львів-Франківська ПП-175	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	СОЗ-1.02/2	ПАТ "Меридіан", Україна	ТАК		8,06	ТАК	НІ	0	0
132	Перейді 139 км ПП-0,4кВ Л-1 від ПП-80	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	НИК2102-02	НИК Електрофіка, Україна	ТАК		0,73	ТАК	НІ	0	0
133	Хабовогарні м.Львів-Франківська вул.Підарська, 3 ПП-92	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	НИК2101АІП2	НИК Електрофіка, Україна	ТАК		0,00	ТАК	НІ	0	0
134	Перейді по вул.Ковчальці ПП-24	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	НИК2102-02	НИК Електрофіка, Україна	ТАК		0,44	ТАК	НІ	0	0
135	СК-67, вул. Савидьського,84 ПП-0,4 Л-1 від ПП-80	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,5	СОЗ-1.02/2	ПАТ "Меридіан", Україна	ТАК		4,18	ТАК	НІ	0	0
136	ПП "Вершак" №6 ПП-19 ком.5	0,4кВ	1,0 (2,0)	1,0	ЖТЕ-1.03Т	ПАТ "Меридіан", Україна	ТАК		0,00	ТАК	НІ	0	0
137	ЗТП-419 ст.Кавули ру-6кВ І секція муніцип. ЗТП-419	0,4кВ	1,0 (2,0)	1,0	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК		59,09	ТАК	НІ	0	0
138	ПП-58 ст. Болехів ПП-10 кВ "Болехів" від ПС-55/10 "Болехів"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1,0	НИК2102-02	НИК Електрофіка, Україна	ТАК		47,41	ТАК	НІ	0	0
139	ЗП Вірюди ПП-198	0,23кВ	1,0 (2,0)	1,0	НИК2102-02	НИК Електрофіка, Україна	ТАК		0,00	ТАК	НІ	0	0
140	ЗП Гомона ПП-0,4кВ Л-2 від КТП-107	0,23кВ	1,0 (2,0)	1,0	СОЗ-1.02/2	ПАТ "Меридіан", Україна	ТАК		0,42	ТАК	НІ	0	0

141	Перебуд 59 кв с.Гомана ПД-0,4кВ Л-2 від ЗТП-194	0,23кВ	1,0 (2,0)	1,0	CO3-1.02/2	ПАТ "Меридіан", Україна	ТАК	НІ	0	0
142	Перебуд 63 кв с.Піпак ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-285	0,23кВ	1,0 (2,0)	1,0	CO3-1.02/2	ПАТ "Меридіан", Україна	ТАК	НІ	0	0
143	Перебуд 70 кв м.Кауш ПД-0,4кВ Л-1 від КТП-315	0,23кВ	1,0 (2,0)	1,0	CO3-1.02/2	ПАТ "Меридіан", Україна	ТАК	НІ	0	0
144	ТП-23 ст.Коломия Ком.№ 9 ІС-35/6 "Дієвська група"	6кВ	1,0 (2,0)	1,0	EA05RAL	Elster Metronica, Poland	ТАК	НІ	0	0
145	ТП-23 ст.Коломия Ком.№ 8 ПП-3	6кВ	1,0 (2,0)	1,0	NIK2301ATI	НІК Електроніка, Україна	ТАК	НІ	0	0
146	Будівниц зв'язку РУ-0,4кВ ТП-82	0,4кВ	1,0 (2,0)	1,0	ACE-3000	Schlumberger Industries S.A, Франція	ТАК	НІ	0	0
147	СІБ (резерв) РУ-0,4кВ ЗТП-19	0,23кВ	1,0 (2,0)	1,0	CO3-1.02/2	ПАТ "Меридіан", Україна	ТАК	НІ	0	0
148	Перебуд 2 кв Коломия-Товмачук ПД-0,4кВ Л-7 від ТП-124	0,23кВ	1,0 (2,0)	1,0	NIK2102-02	НІК Електроніка, Україна	ТАК	НІ	0	0
149	Товмачук ПД-6кВ ТП-15 від ІС-110/35/6 кВ "Коломия"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1,0	NIK2102-02	НІК Електроніка, Україна	ТАК	НІ	0	0
150	Перебуд 198 кв Коломия-Меридіан ПД-0,4кВ Л-1 від ТП-18	0,23кВ	1,0 (2,0)	1,0	NIK2102-02	НІК Електроніка, Україна	ТАК	НІ	0	0
151	Перебуд 195 кв ПД-0,4кВ Л-7 від ТП-124	0,23кВ	1,0 (2,0)	1,0	NIK2102-02	НІК Електроніка, Україна	ТАК	НІ	0	0
152	Резерв "Гранд" ТП-70	0,4кВ	1,0 (2,0)	1,0	ACE-3000	Schlumberger Industries S.A, Франція	ТАК	НІ	0	0
153	ТП-107 ПП-4	6кВ	1,0 (2,0)	1,0	EA05RAL	Elster Metronica, Poland	ТАК	НІ	0	0
154	Житлова будівля вул.Яворинського ПП-107	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2301	НІК Електроніка, Україна	ТАК	НІ	0	0
155	Житлова будівля вул.Криві аленки ПП-107	0,4кВ	1,0 (2,0)	0,5	NIK2201	НІК Електроніка, Україна	ТАК	НІ	0	0
156	Центрального м'яса (сухого) ЗТП-19	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	CTK3-10A1H9.K4	ТОВ «Телеконтра-Принт», Україна	ТАК	НІ	0	0
157	OM-451 ПБНАБ 201 кв ПД-10 кВ "Меридіан" від ІС-110/10 кВ "Сєвастіанів"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2102-02	НІК Електроніка, Україна	ТАК	НІ	0	0
158	КТП-189, ПП-Центра ПД-10 кВ "Центра" від ІС-110/10 "Зарайків"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2102-02	НІК Електроніка, Україна	ТАК	НІ	0	0
159	КТП-431, перебуд 18 кв с.Іванівка ПД-10кВ "Іванівка" від ІС-35/10 "Товмачук"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	CO3-1.02/2	ПАТ "Меридіан", Україна	ТАК	НІ	0	0
160	КТП-118 перебуд 12 кв ПД-10 кВ "Зарайків" від ІС-110/10 "Зарайків"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2102-02	НІК Електроніка, Україна	ТАК	НІ	0	0
161	КТП-6, Будівля с.Воскресіння ПД-10 кВ "Воскресіння" від ІС-35/10/6 "Розважівка"	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	CTK3-10A1H7	ТОВ «Телеконтра-Принт», Україна	ТАК	НІ	0	0
162	КТП-155 ст.Меридіан ПД-10кВ "Меридіан" від ІС-110/10 "Сєвастіанів"	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	JTE-1.03	ПАТ "Меридіан", Україна	ТАК	НІ	0	0
163	КТП-123 ПП-Підприємств ПД-10кВ "Зарайків" від ІС-110/10 "Зарайків"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2102-02	НІК Електроніка, Україна	ТАК	НІ	0	0
164	ТП-АБ, ТП-1 ст.Оршан ІС-110/35/10 "Оршан", вулиця № 2	10кВ	1,0 (2,0)	1	EA05RAL	Elster Metronica, Poland	ТАК	НІ	0	0
165	КТП-515 Ст.Григорів ПД-10кВ "Сєвастіанів" від ІС-35/10 "Григорів"	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	JTE-1.03	ПАТ "Меридіан", Україна	ТАК	НІ	0	0
166	перебуд 7 кв с.Центра ПД-0,4кВ Л-1 від ТП-27	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2102-02	НІК Електроніка, Україна	ТАК	НІ	0	0
167	ЗТП-1 Ст.Горі-Гурпа Ком.№ 19 ІС-35/10 "Горі-Гурпа"	10кВ	1,0 (2,0)	1	LZQJ-XC	EMH Elatronizatschler, Німеччина	ТАК	НІ	0	0
168	КТП-496 Ст.Товмачук ПД-10кВ "Товмачук" від ІС-35/10 "Товмачук"	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	JTE-1.03	ПАТ "Меридіан", Україна	ТАК	НІ	0	0
169	ст.Григорів резерв ПД-0,4 кВ Л-2 від ЗТП-311	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	NP06TDMME, IP-ISM-UJ	ТОВ «Телеконтра-Принт», Україна	ТАК	НІ	0	0

170	Перейма 14+903 км Коломия - Делатин Перейма 14+903 км Коломия - Делатин ДЛ-0,23 кВ в сторону оп. № 464 ДЛ-0,4 кВ Л-1 від КТП-146	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	МТХ1А10.DH. ZLO-P04	ТОВ «Темасолуа Україна	ТАК	0,00	ТАК	ні	0	0
171	Перейма 7 км с. Цюгань (фасер), ДЛ-0,23 кВ в сторону оп. № 67 ДЛ-0,4 кВ Л-2 від КТП-112	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	МТХ1А10.DH. ZLO-P04	ТОВ «Темасолуа Україна	ТАК	0,00	ТАК	ні	0	0
172	КТП-107 ст.Цюгань ДЛ-10 кВ "Майдан" від РП-1 "Цюгань"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	СО-3А05М1	ДНВП «Об'єднання Комунар, Україна	ТАК	23,86	ТАК	ні	0	0
173	КТП-81 ст.Ярваниця ДЛ-10 кВ "Ярваниця" від ПС-110/10 "Опорога"	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	Асачіа SL- 7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	56,75	ТАК	ні	0	0
174	КТП-42 ст.Брацлавка ДЛ-10 кВ "Брацлавка" від ПС-110/10 "Бережанка"	0,4кВ	1,0 (2,0)	0,55	ЛТЕ-1.03	ПАТ "Меридіан", Україна	ТАК	3,36	ТАК	ні	0	0
175	перейма 9км с.Братківці ДЛ-0,4 кВ Л-1 від ДЛ-160	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,55	НІК2102-02	НІК Електроінста, Україна	ТАК	0,37	ТАК	ні	0	0
176	перейма 9км с.Братківці (підстава заводу) ДЛ-0,4 кВ Л-1 від ДЛ-160	0,23кВ	1,0 (2,0)	0,55	НІК2102-02	НІК Електроінста, Україна	ТАК	0,00	ТАК	ні	0	0
177	ст.Павлівка ДЛ-10 кВ "ТУРМ" від ПС- 110/10 Зарваниця	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	СО-3А05М1	ДНВП «Об'єднання Комунар, Україна	ТАК	7,66	ТАК	ні	0	0
178	КТПО Павлівка-дуба ДЛ-10 кВ "ТУРМ" від ПС-110/10 "Зарваниця"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	СО-3А05М1	ДНВП «Об'єднання Комунар, Україна	ТАК	5,53	ТАК	ні	0	0
179	КТП-234 Світлоочекає с.Цюгань ДЛ- 10 кВ "Майдан" від РП-1 "Цюгань"	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	ЛТЕ-1.03	ПАТ "Меридіан", Україна	ТАК	0,00	ТАК	ні	0	0
180	ст.Цюгань (фасер) ДЛ-0,4 кВ Л-1 від КТП-184	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	СО-04СМ01	ДНВП «Об'єднання Комунар, Україна	ТАК	3,52	ТАК	ні	0	0
181	КТПО ст.Майдан ДЛ-10 кВ "Майдан" від РП-1 "Цюгань"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	НІК2102-02	НІК Електроінста, Україна	ТАК	1,06	ТАК	ні	0	0
182	Перейма 101 км ДЛ-99	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	НІК2102-02	НІК Електроінста, Україна	ТАК	0,23	ТАК	ні	0	0
183	ЗПД-701 ст.Надирова ДЛ-6 кВ "ЗБВК" від ПС-110/6 кВ "ДСП"	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	Асачіа SL- 7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	153,22	ТАК	ні	0	0
184	КТП-74, перейма 27 км с.Називанів ДЛ-10 кВ "Цюгань" від ПС-35/10 кВ "Цюгань"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	НІК2102-02	НІК Електроінста, Україна	ТАК	0,00	ТАК	ні	0	0
185	КТП-76, перейма 30 км с.Називанів ДЛ-10 кВ "Цюгань" від ПС-35/10 кВ "Цюгань"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	НІК2102-02	НІК Електроінста, Україна	ТАК	0,00	ТАК	ні	0	0
186	КТП-72 ст.Тарновка ДЛ-10 кВ "Цюгань" від ПС-35/10 кВ "Цюгань"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	СО3-1.02/2	ПАТ "Меридіан", Україна	ТАК	13,36	ТАК	ні	0	0
187	КТП-72 ст.Тарновка ДЛ-0,4 кВ Л-1 від ДЛ-85	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	НІК2102-02	НІК Електроінста, Україна	ТАК	0,00	ТАК	ні	0	0
188	КТП-71 ст.Таскеліванка ДЛ-10 кВ "Цюгань" від ПС-35/10 кВ "Цюгань"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	СО3-1.02/2	ПАТ "Меридіан", Україна	ТАК	0,00	ТАК	ні	0	0
189	КТП-502 ст.Лосва ДЛ-6 кВ "Резьвалатор" від ПС-110/6 кВ "ДСП"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	СО3-1.02/2	ПАТ "Меридіан", Україна	ТАК	0,00	ТАК	ні	0	0
190	КТП-151 ст.Лаванка ДЛ-10 кВ "Доборів" від ПС-35/10 кВ "Лаванка" "Доборів" від ПС-35/10 кВ "Лаванка" перейма 21 км	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	НІК2102-02	НІК Електроінста, Україна	ТАК	0,00	ТАК	ні	0	0
191	Сараєвка ДЛ-10 кВ "Іванівка" від ПС- 35/10 кВ "Лаванка"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	СО3-1.02/2	ПАТ "Меридіан", Україна	ТАК	0,49	ТАК	ні	0	0
192	ст.Надирова (фасер) ДЛ-0,4 кВ Л-1 від ДЛ-509	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	ДМ-1Т.24	ТОВ "ТЕРТОТЕРМ", Україна	ТАК	0,00	ТАК	ні	0	0
193	ЗПД Доборів ДЛ-0,4 кВ Л-1 від ДЛ-132	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	СО3-1.02/2	ПАТ "Меридіан", Україна	ТАК	0,36	ТАК	ні	0	0
194	перейма 25 км с.Лаванка ДЛ-0,4 кВ Л-3 від ДЛ-127	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	НІК2102-02	НІК Електроінста, Україна	ТАК	0,55	ТАК	ні	0	0

195	перевід 31 км с. Добровілля ПЛ-0,4 кВ ЛЛ-1 від ПЛ-132	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	ЛМ-1Т-24	ТОВ "ЕНЕРГОТЕРМ", Україна	ТАК	ТАК	3,97	ні	0	0
196	перевід 31 км с. Добровілля ПЛ-0,4 кВ ЛЛ-2 від ПЛ-143	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	СОС-1.02/2	ПАТ "Меридіан", Україна	ТАК	ТАК	0,08	ні	0	0
197	перевід 24км с.Переписом ПЛ-0,4 кВ ЛЛ-2 від ПЛ-94	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	НИК2102-02	НІК Електрополіс, Україна	ТАК	ТАК	0,00	ні	0	0
198	ЗП Чувалів ПЛ-0,4 кВ ЛЛ-2 від ПЛ-552	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	НИК2102-02	НІК Електрополіс, Україна	ТАК	ТАК	2,96	ні	0	0
199	пост № 4 ст.Надвірна ПЛ-0,4 кВ ВАТ "Надвірнянський нар'єр" від ПЛ-434	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	ЛМ-1Т-24	ТОВ "ЕНЕРГОТЕРМ", Україна	ТАК	ТАК	0,00	ні	0	0
200	Насосна ст.Надвірна ПЛ-0,4 кВ ЛЛ-1 від ПЛ-450	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	ЦЗ6803Б	ОАО «Комплекс «Енергосервис», Росія	ТАК	ні	0,00	ні	0	0
201	Перевід 29 км, с.Личак ПЛ-0,4 кВ ЛЛ-2 від ПЛ-148	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	НИК2102	НІК Електрополіс, Україна	ТАК	ТАК	0,14	ні	0	0
202	Перевід 34 км ст.Надвірна "ЛЛ-1" від ПЛ-465	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	НИК2102-02	НІК Електрополіс, Україна	ТАК	ТАК	0,00	ні	0	0
203	ПЛ-Шльонске ПС-35/10 Ломушка	10кВ	1,0 (2,0)	1	Acornis SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	ТАК	1.025,82	ні	0	0
204	ЗП-20 ст.Романів ПС-110/10 Бронів	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	СТК10А ІН9	ТОВ «Телеарт-Преміум», Україна	ТАК	ТАК	2,50	ні	0	0
205	ЗП-20 ст.Романів ПС-110/10 Бронів ком.26, "Залізничн-2"	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	СТК10А ІН9	ТОВ «Телеарт-Преміум», Україна	ТАК	ТАК	0,00	ні	0	0
206	КТП-434 Ввід 0,4 кВ Т-1	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	НИК2301АІТ2	НІК Електрополіс, Україна	ТАК	ТАК	55,36	ні	0	0
207	КТП-126 ст.Романів ПЛ-10 кВ "Крестовит" від ПС-110/10 Бронів	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	ЦР680-3Б	ПАТ «Комплекс «Енергосервис», Росія	ні	ні	0,00	ні	0	0
208	КТП-369 ст.Романів ПЛ-10 кВ "Крестовит" від ПС-110/10 Бронів	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	НИК2301АІТ2	НІК Електрополіс, Україна	ТАК	ТАК	0,46	ні	0	0
209	Перевід 56км с.Бронів ПЛ-0,4кВ ЛЛ-1 від ПЛ-267	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	ЦР6807БК	ПАТ «Комплекс «Енергосервис», Росія	ні	ні	0,58	ні	0	0
210	Перевід 54км с.Бронів ПЛ-0,4кВ ЛЛ-4 від КТП-144	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	НИК2102-02	НІК Електрополіс, Україна	ТАК	ТАК	0,00	ні	0	0
211	ЗП Бронів ПЛ-0,4кВ ЛЛ-1 від КТП-377	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	НИК2102-02	НІК Електрополіс, Україна	ТАК	ТАК	370,14	ні	0	0
212	ПЛ-1001 ст.Сактин ПС-35/10 "Хутор Будинів"	10кВ	1,0 (2,0)	1	ЕА05РАL	Elster Metronica, Польща	ТАК	ТАК	0,00	ні	0	0
213	ПЛ-1001 ст.Сактин ПЛ-10кВ "Трубілка" від ПС-35/10 "Хутор Будинів"	10кВ	1,0 (2,0)	1	ЕА05РАL	Elster Metronica, Польща	ТАК	ТАК	0,00	ні	0	0
214	ст.Заболотів ПЛ-0,4 кВ ЛЛ-1 від КТП-246	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	ЛТЕ-1.03Т	ПАТ "Меридіан", Україна	ТАК	ТАК	6,10	ні	0	0
215	ст.Видляч ПЛ-0,4 кВ ЛЛ-3 від КТП-24	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	НИК2102-02	НІК Електрополіс, Україна	ТАК	ТАК	6,55	ні	0	0
216	КТП-17 ст.Завалів ПЛ-10 кВ "Завалів" від ПС-35/10 "ПІПС"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	СОС-1.02/2	ПАТ "Меридіан", Україна	ТАК	ТАК	0,00	ні	0	0
217	КТП-18, лінійна 4 км Завалів-Виноківці ПЛ-10 кВ "Драгасівий" від ПС-35/10 "ПІПС"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	НИК2102-02	НІК Електрополіс, Україна	ТАК	ТАК	0,00	ні	0	0
218	КТП-282 ст.Кумушівці ПЛ-10 кВ "Болваці" від ПС-35/10 кВ "Трофайівка"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	НИК2102-02	НІК Електрополіс, Україна	ТАК	ТАК	0,00	ні	0	0
219	Перевід ст.Сактин ПЛ-0,4кВ ЛЛ-2 "Солок" від ПЛ-380	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	НИК2102-02	НІК Електрополіс, Україна	ТАК	ТАК	100,44	ні	0	0
220	КТП-509 ст.Денгачів ком. №2 ПС-35/10 "Денгачів"	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	НИК2301АІТ2	НІК Електрополіс, Україна	ТАК	ТАК	203,65	ні	0	0
221	КТП-111 Ввід 0,4 кВ Т-1	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	НИК2301АІТ2	НІК Електрополіс, Україна	ТАК	ТАК	0,00	ні	0	0
222	КТП-110 Ввід 0,4 кВ Т-1	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	НИК2301АІТ2	НІК Електрополіс, Україна	ТАК	ТАК	409,61	ні	0	0
223	ст.Драчево ЗП-29	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	НИК2301АІТ1	НІК Електрополіс, Україна	ТАК	ТАК	29,50	ні	0	0
224	ст.Драчево ЗП-29	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	НИК2301АІТ1	НІК Електрополіс, Україна	ТАК	ТАК	3,08	ні	0	0

223	ЗПТ-541 ст. Борухта ПС-110/35/10 "Борухта" код 15	10кВ	1,0 (2,0)	1	EA05RAL	Elster Metconica, Pociis	ТАК	0,00	НІ	0	0
226	КПТ-516 ст. Манушань ПЛ-10 кВ	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2301AT2	НІК Електропіна, Угорщина	ТАК	0,00	НІ	0	0
227	"Манушань" від ПС-110/35/10 "Янава"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2102-02	НІК Електропіна, Угорщина	ТАК	0,36	НІ	0	0
228	"Кресанці" від ПС-110/35/10 "Борухта"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2102-02	НІК Електропіна, Угорщина	ТАК	0,00	НІ	0	0
229	Зп. Дора ПЛ-0,4 кВ Л-3 від ТП № 6	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	ЖМ ПТ.24	ТОВ "ЕНЕРГОТЕРМ", Угорщина	ТАК	0,83	НІ	0	0
230	ЗП Янава ПЛ-0,4 кВ Л-8 від ЗПТ-8	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2102-02	НІК Електропіна, Угорщина	ТАК	2,62	НІ	0	0
231	від 48 кв ПЛ-0,4 кВ Л-3 від ЗПТ-146	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2102-02	НІК Електропіна, Угорщина	ТАК	1,67	НІ	0	0
232	перейд 48 кв с. Давань ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-107	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	СОЗ-1.02/2	Угорщина	ТАК	0,05	НІ	0	0
233	СК-63 48 кв ПЛ-0,4 кВ Л-3 від ЗПТ-146	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2102-02	НІК Електропіна, Угорщина	ТАК	36,82	НІ	0	0
234	Перейд 53 кв Давань-Давань ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-142	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2102-02	НІК Електропіна, Угорщина	ТАК	0,47	НІ	0	0
235	КПТ-551, перейд 65 кв ПЛ-10кВ "Рінак"	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2301AT2	НІК Електропіна, Угорщина	ТАК	1,57	НІ	0	0
236	від ПС-110/35/10 "Янава"	0,4кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2102-02	НІК Електропіна, Угорщина	ТАК	1,81	НІ	0	0
237	"ДІК" від ПС-35/10 "Давань"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2102-02	НІК Електропіна, Угорщина	ТАК	0,10	НІ	0	0
238	КПТ-504, хуляк 62 кв ПЛ-10 кВ "Рінак"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2102-02	НІК Електропіна, Угорщина	ТАК	2,00	НІ	0	0
239	від ПС-110/35/10 "Янава"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2102-02	НІК Електропіна, Угорщина	ТАК	0,00	НІ	0	0
240	КПТ-508, хуляк 66 кв ПЛ-10кВ "Рінак"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2102-02	НІК Електропіна, Угорщина	ТАК	0,00	НІ	0	0
241	від ПС-110/35/10 "Янава"	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2102-02	НІК Електропіна, Угорщина	ТАК	2,20	НІ	0	0
242	перейд 36+200 кв ПЛ-0,4 кВ Л-11 від ЗПТ-101	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2102-02	НІК Електропіна, Угорщина	ТАК	0,00	НІ	0	0
243	перейд 36+200 кв с. Дора ПЛ-0,4 кВ Л-3 від ТП-114	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2102-02	НІК Електропіна, Угорщина	ТАК	2,15	НІ	0	0
244	перейд 45 кв Назарів-Давань ПЛ-0,4 кВ Л-3 від ТП-114	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2102-02	НІК Електропіна, Угорщина	ТАК	1,54	НІ	0	0
245	перейд 49 кв Назарів-Давань (перейд 69 кв Назарів-Давань (освітлення) ПЛ-0,4 кВ від ТП-144	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	СОЗ-1.02/2	Угорщина	ТАК	0,17	НІ	0	0
246	перейд 52 кв ПЛ-0,4 кВ Л-3 від КПТ-161	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2102-02	НІК Електропіна, Угорщина	ТАК	1,44	НІ	0	0
247	перейд 56 кв с. Дора ПЛ-0,4 кВ Л-3 від КПТ-6	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	ЖМ ПТ.24	ТОВ "ЕНЕРГОТЕРМ", Угорщина	ТАК	0,46	НІ	0	0
248	перейд 71 кв Манушань-Борухта ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-212	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2102-02	НІК Електропіна, Угорщина	ТАК	2,05	НІ	0	0
249	перейд 75 кв ПЛ-0,4 кВ Л-2 від КПТ-213	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2102-02	НІК Електропіна, Угорщина	ТАК	1,23	НІ	0	0
250	перейд 79 кв ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-227	0,23кВ	1,0 (2,0)	1	NIK2102-02	НІК Електропіна, Угорщина	ТАК	0,86	НІ	0	0
251	ПЛ 10 кВ "ГЕС" ком. 1 "ТП ГЕС" "Енергоінвест"	10кВ	0,5х(1,0)	0,5S	Acaris SL-7000	Schlumberger Industries S.A. Фрэнцаїт	ТАК	3 858,87	НІ	0	0
252	ПЛ-178 ПЛ-10 кВ, ком. 3 "ГЕС" ТОВ "Енергоінвест" Золотоніська ГЕС	10кВ	0,5х(1,0)	0,5S	Acaris SL-7000	Schlumberger Industries S.A. Фрэнцаїт	ТАК	843,83	НІ	0	0
253	ЗПТ-10кВ ГЕС на р. Дубівка с. Гранюне Ком. 1 "Від Т-1"	10кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Acaris SL-7000	Schlumberger Industries S.A. Фрэнцаїт	ТАК	2 147,59	НІ	0	0
254	ЗПТ-10кВ ГЕС на р. Дубівка с. Гранюне Ком. 4 "Від Т-2"	10кВ	1,0 (2,0)	0,5S	Acaris SL-7000	Schlumberger Industries S.A. Фрэнцаїт	ТАК	538,88	НІ	0	0

255	ТИ-44 ком. 6 "Солнечная" ТОВ "Богородицкая СВБ №1"	10дБ	1,0 (2,0)	0,5S	LZQI-XC	EMH metering GmbH & Co. KG, Himmelsberg	TAK	2 973,39	TAK	0
256	ТИ-110/10 кВ "Береговая" ком. 17 "Солнечная"	10дБ	1,0 (2,0)	1	LZQI-XC	EMH metering GmbH & Co. KG, Himmelsberg	TAK	2 530,79	TAK	0
257	35/10 кВ "Солнечная" Ком. 1 "ТИ-1 №1"	10дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	ZMG405CR	Landis&Gyr (Швейцария)	TAK	3306,976	TAK	0
258	10 кВ "КТП-1" ком. 9 "Взл №1"	10дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	ZMG405CR	Landis&Gyr (Швейцария)	TAK	1 355,97	TAK	0
259	10 кВ "КТП-1" ком. 4 "Взл №2"	10дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	ZMG405CR	Landis&Gyr (Швейцария)	TAK	1 970,01	TAK	0
260	ТИ-460 ком.1 "Взл 10 кВ" ТОВ "Гироманур"	10дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франция	TAK	114,49	TAK	0
261	10 кВ "КТП-1" ком. 3 "Взл 10 кВ"	10дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	ZMG405CR	Landis&Gyr (Швейцария)	TAK	455,00	TAK	0
262	10 кВ КТП-96 ком. 1 "Взл" ТОВ "Комп энерджи"	10дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	ZMG405CT	Landis&Gyr (Швейцария)	TAK	3 498,57	TAK	0
263	PTI-10 кВ с. Радча ком. 4 "Солн энерджи"	10дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	ZMD405CT	Landis&Gyr (Швейцария)	TAK	4 430,23	TAK	0
264	PTI-10 кВ с. Радча ком. 3 "Фотс энерджи"	10дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	ZMD405CT	Landis&Gyr (Швейцария)	TAK	5 287,04	TAK	0
265	PTI-10 кВ с. Радча ком. 9 "Темпо ТОВ"	10дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	ZMD405CT	Landis&Gyr (Швейцария)	TAK	4 853,27	TAK	0
266	PTI-10 кВ с. Радча ком. 8 "Солн ТОВ"	10дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	ZMD405CT	Landis&Gyr (Швейцария)	TAK	5 483,39	TAK	0
267	КТП-1-10 кВ с. Шлявчово ком. 1 Взл №1 "Энерджи Ганова" ТОВ	10дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франция	TAK	867,55	TAK	0
268	КТП-1-10 кВ с. Шлявчово ком. 7 Взл №2 "Энерджи Ганова" ТОВ "Солнечная"	10дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франция	TAK	810,89	TAK	0
269	ТИ-467 ком.1 "ТИ-392, ТИ-7 ТОВ "С.Кавалец"	10дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	ZMD405CR	Landis&Gyr (Швейцария)	TAK	1 239,66	TAK	0
270	ТИ-470 ком. 1 Взл 10 кВ ТОВ "С.Кавалец"	10дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франция	TAK	571,51	TAK	0
271	КТП-1 СВБ "Монарх" ком. 5 Взл 35 кВ ТОВ "С.Кавалец"	35дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франция	TAK	1 044,07	TAK	0
272	PTI 35 кВ ком. 2 КТП-2 ТОВ "ИВЕСТМЕНТ ЭНЕРДЖИ КОМПАНИ"	35дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	ZMD405CR	Landis&Gyr (Швейцария)	TAK	3 048,82	TAK	0
273	КТП-1 ком. 7 Череповец-1 ТОВ "АЛЬФА-ЭНЕРДЖИ"	10дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франция	TAK	3 194,64	TAK	0
274	КТП-1 ком. 1 Череповец-2 ТОВ "АЛЬФА-ЭНЕРДЖИ"	10дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франция	TAK	3 254,27	TAK	0
275	КТП-2 ком. 1 Взл №1 ТОВ "Андреевская содовая энерджи"	10дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франция	TAK	1 732,90	TAK	0
276	КТП-1 ком. 1 Взл №1 ТОВ "Хуаньчжэншань"	10дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	LZQI-XC	EMH metering GmbH & Co. KG, Himmelsberg	TAK	1 479,81	TAK	0
277	КТП-1 ком. 7 Взл №2 ТОВ "Хуаньчжэншань"	10дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	LZQI-XC	EMH metering GmbH & Co. KG, Himmelsberg	TAK	1 446,70	TAK	0
278	ТИ-29А ком. 2 Взл 10 кВ ТОВ "ТИН ЭНЕРДЖИ ИВЕСТ"	10дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франция	TAK	1 196,26	TAK	0
279	ТИ-544 Взл 10 кВ ТОВ "ТЕРТО САП"	10дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франция	TAK	443,90	TAK	0
280	КТП-1 ПИ-20 ТОВ "ВЕРЕЙ СОЛАР"	10дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	ZMD405CT	Landis&Gyr (Швейцария)	TAK	1 850,06	TAK	0
281	ТИ-124А ТИ-547 ТОВ "АТП Энерджи"	10дБ	0,5s(1,0)	0,5s(1,0)	ZMG405CR	Landis&Gyr (Швейцария)	TAK	356,52	TAK	0

282	ПТ-365 Вид 10 xB "Януль-ЕВА"	ТОВ	10x8	0,5x(1,0)	0,5x(1,0)	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	835,13	ТАК	0	0	0	
283	ПТ-244 ком. 1 Вид 6 xB ТОВ "СОЛЯЧА БРАМА"		6x8	0,5x(1,0)	0,5x(1,0)	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	1 996,45	ТАК	0	0	0	
284	ПТ-147 ПТ 10 xB "Панісок" "Фабри-Ел"	ТОВ	10x8	0,5x(1,0)	0,5x(1,0)	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	518,95	ТАК	0	0	0	
285	КТП-1 Вид 1 10 xB ТОВ "СЕС Павлівка"		10x8	0,5x(1,0)	0,5x(1,0)	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	2 732,83	ТАК	0	0	0	
286	КТП-1 Вид 2 10 xB ТОВ "СЕС Павлівка"		10x8	0,5x(1,0)	0,5x(1,0)	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	1 172,06	ТАК	0	0	0	
287	ПТ-299 ком. 12 ПТ-10 xB ТОВ "Фабри-Ел"		10x8	0,5x(1,0)	0,5x(1,0)	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	339,73	ТАК	0	0	0	
288	ПТ-10 xB ком. 1 Чернівці-1 ТОВ "Темло Групи Чернівці-1"		10x8	0,5x(1,0)	0,5x(1,0)	LZQJ-XC	EMH metering GmbH & Co. KG, Німеччина	ТАК	2 544,50	ТАК	0	0	0	
289	ПТ-10 xB ком. 1 Чернівці-2 ТОВ "Темло Групи Чернівці-2"		10x8	0,5x(1,0)	0,5x(1,0)	LZQJ-XC	EMH metering GmbH & Co. KG, Німеччина	ТАК	2 869,93	ТАК	0	0	0	
290	ПТ-10 xB Стрипавська СЕС № 1	Вид	10x8	0,5x(1,0)	0,5x(1,0)	ZMD405CR	Landis&Gyr (Швейцарія)	ТАК	217,30	ТАК	0	0	0	
291	ПТ-10 xB Стрипавська СЕС Вид № 2		10x8	0,5x(1,0)	0,5x(1,0)	ZMD405CR	Landis&Gyr (Швейцарія)	ТАК	232,30	ТАК	0	0	0	
292	КТП-1 СЕС Есоль ком. 4 ЕНСОЛБ-1		10x8	0,5x(1,0)	0,5x(1,0)	ZMD405CR	Landis&Gyr (Швейцарія)	ТАК	2 653,34	ТАК	0	0	0	
293	КТП-1 СЕС Есоль ком. 8 ЕНСОЛБ-2		10x8	0,5x(1,0)	0,5x(1,0)	ZMD405CR	Landis&Gyr (Швейцарія)	ТАК	2 176,91	ТАК	0	0	0	
294	ПТ-187 Вид 10 xB "Савест енерджи"	ТОВ	10x8	0,5x(1,0)	0,5x(1,0)	ZMG405CR	Landis&Gyr (Швейцарія)	ТАК	1 034,57	ТАК	0	0	0	
295	ПТ-464 ПТ-10 xB "Козіскас" ТОВ "Темло"	ТОВ	10x8	0,5x(1,0)	0,5x(1,0)	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	271,69	ТАК	0	0	0	
296	КТП-126 ком. 9 Вид № 1 "Солар Капітал"	ТОВ	10x8	0,5x(1,0)	0,5x(1,0)	ZMD405CR	Landis&Gyr (Швейцарія)	ТАК	1 355,97	ТАК	0	0	0	
297	КТП-126 ком. 4 Вид № 2 "Солар Капітал"	ТОВ	10x8	0,5x(1,0)	0,5x(1,0)	ZMD405CR	Landis&Gyr (Швейцарія)	ТАК	1 970,01	ТАК	0	0	0	
298	КТП-1 10 xB ком. 3 "Вид 10 xB" "Інфініті енерджи"	ТОВ	10x8	0,5x(1,0)	0,5x(1,0)	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	4 320,39	ТАК	0	0	0	
299	ПТ-548 пр. Профанація "АЛЬФА ЕНЕРДЖ"	ТОВ	10x8	0,5x(1,0)	0,5x(1,0)	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	914,71	ТАК	0	0	0	
300	Щекинське ТОВ "Світлоенергоінвест"		35x8	0,5x(1,0)	0,5x(1,0)	Actaris SL-7000	Schlumberger Industries SA, Франція	ТАК	8 788,26	ТАК	0	0	0	
301	ПТ-10 xB "КПТ-1" Ком. 3 "Вид №-1" ТОВ "САНСОЛДАР"		10x8	0,5x(1,0)	0,5x(1,0)	ZMD405CT	Landis&Gyr (Швейцарія)	ТАК	4 490,42	ТАК	0	0	0	
302	ПТ-10 xB "КПТ-1" Ком. 7 "Вид №-2" ТОВ "САНСОЛДАР"		10x8	0,5x(1,0)	0,5x(1,0)	ZMD405CT	Landis&Gyr (Швейцарія)	ТАК	4 405,41	ТАК	0	0	0	
Усього										ТАК - 298 № - 4	4 709 768,92	ТАК - 296 № - 6	0,00	0,00

**4.3.1. Технічний стан вимірювальних трансформаторів струму та напруги
точок комерційного обліку**

Тип вимірювального трансформатора	Кількість установлених трансформаторів, шт.	Кількість трансформаторів, що підлягають заміні, шт.	Кількість трансформаторів, що підлягають установленню в точках обліку, які не облаштовані приладами обліку, шт.	Кількість трансформаторів, установлених яких передбачено інвестиційною програмою на прогностичний період, шт.
1	2	3	4	5
Трансформатори напруги (ТН), усього	43	3	0	0
У т.ч.:				
напругою 220 кВ	0	0		0
напругою 150 кВ	0	0		0
напругою 110 кВ	3	3		0
напругою 35 кВ	18	0		0
напругою 10 кВ	21	0		0
напругою 6 кВ	1	0		0
Трансформатори струму (ТС), усього	65	13	0	0
У т.ч.:				
напругою 220 кВ	0	0	0	0
напругою 150 кВ	0	0	0	0
напругою 110 кВ	3	3	0	0
напругою 35 кВ	19	0	0	0
напругою 10 кВ	41	9	0	0
напругою 6 кВ	2	1	0	0
напругою 0,4 кВ				

4.4. Стан технічного обліку електричної енергії на початок прогнозного періоду

№ з/п	Найменування підстанцій (станцій) та прединань	Рівень напруги ЛЕП, кВ	Кількість точок обліку, шт.	Клас точності лічильника (необхідний)	Клас точності лічильника (наявний)	Відповідність лічильника вимогам Інструкції про порядок комерційного обліку електричної енергії*	Примітка
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Богородчани 110/35/10	0,38	2	2,0	1,0	так	
2	Богородчани 110/35/10	10	16	2,0	1,0	так	
3	Богородчани 110/35/10	35	5	2,0	1,0	так	
4	Дзвиняч 35/10	0,38	2	2,0	2,0	так	
5	Дзвиняч 35/10	10	11	2,0	1,0	так	
6	Дзвиняч 35/10	35	3	2,0	1,0	так	
7	Міжгір'я 35/10	0,22	2	2,0	2,0		
8	Міжгір'я 35/10	10	8	2,0	1,0	так	
9	<i>Назва приєднання</i>						
10	ТВП-1	0,22	1	2,0	2,0	ні	<i>вийшов термін держспівірки</i>
11	ТВП-2	0,22	1	2,0	2,0	ні	<i>вийшов термін держспівірки</i>
12	Міжгір'я 35/10	35	1	1,0	1,0	так	
13	Солотвино 35/10 кВ	0,38	1	2,0	1,0	так	
14	Солотвино 35/10 кВ	10	11	2,0	1,0	так	
15	Пороги 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0		
16	<i>Назва приєднання</i>						
17	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	<i>вийшов термін держспівірки</i>
18	ТВП-2	0,38	1	2,0	2,0	ні	<i>вийшов термін держспівірки</i>
19	Пороги 35/10 кВ	10	10	2,0	1,0	так	
20	Верховина 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0		
21	<i>Назва приєднання</i>						
22	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	<i>вийшов термін держспівірки</i>
23	ТВП-2	0,38	1	2,0	2,0	ні	<i>вийшов термін держспівірки</i>
24	Верховина 35/10 кВ	10	11	2,0	1,0	так	
25	Ільці 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	так	
26	Ільці 35/10 кВ	10	5	2,0	1,0	так	
27	Устеріки 35/10 кВ	0,38	1	2,0	2,0	ні	
28	<i>Назва приєднання</i>						
29	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	<i>вийшов термін держспівірки</i>
30	Устеріки 35/10 кВ	10	5	2,0	1,0	так	
31	Бурштин 110/35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	так	
32	Бурштин 110/35/10 кВ	10	20	2,0	1,0	так	
33	Бурштин 110/35/10 кВ	35	3	2,0	1,0	так	
34	<i>Назва приєднання</i>						
35	ПЛ-35 кВ Рудка	35	1	2,0	1,0	ні	<i>вийшов термін держспівірки</i>
36	ПЛ-35 кВ Букачівці	35	1	2,0	1,0	ні	<i>вийшов термін держспівірки</i>
37	Бурштин 110/35/10 кВ	110	3	2,0	1,0	так	
38	Галич 110/35/10 кВ	0,22	1	2,0	2,0	так	
39	Галич 110/35/10 кВ	10	15	2,0	1,0	так	
40	Галич 110/35/10 кВ	35	4	2,0	1,0	ні	
41	<i>Назва приєднання</i>						
42	Т-2-35 кВ	35	1	2,0	1,0	ні	<i>вийшов термін держспівірки</i>
43	ПЛ-35 кВ Мехпреси	35	1	2,0	1,0	ні	<i>вийшов термін держспівірки</i>
44	ПЛ-35 кВ Більшівці	35	1	2,0	1,0	ні	<i>вийшов термін держспівірки</i>
45	Дубівці 35/10 кВ	0,38	2	2,0	1,0	так	
46	Дубівці 35/10 кВ	10	10	2,0	1,0	так	
47	Більшівці 35/10 кВ	0,38	1	2,0	1,0	так	
48	Більшівці 35/10 кВ	10	9	2,0	1,0	так	
49	Більшівці 35/10 кВ	35	1	2,0	1,0	ні	
50	<i>Назва приєднання</i>						
51	ПЛ-35 кВ Діброва						<i>вийшов термін держспівірки</i>
52	Мехпреси 35/10 кВ	0,22	1	2,0	1,0	так	
53	Мехпреси 35/10 кВ	10	10	2,0	1,0	так	
54	<i>Назва приєднання</i>						
55	пр. Нафтобаз	10					<i>вийшов термін держспівірки</i>
56	Дитятин 35/10 кВ	0,38	1	2,0	1,0	так	
57	Дитятин 35/10 кВ	10	6	2,0	1,0	так	

58	Рудка 35/10 кВ	0,38	1	2,0	1,0	так	
59	Рудка 35/10 кВ	10	8	2,0	1,0	так	
60	Городенка 110/35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	ні	
61	Городенка 110/35/10 кВ	10	16	2,0	1,0	так	
62	Городенка 110/35/10 кВ	35	6	2,0	1,0	ні	
63	Назва приєднання						
64	ПЛ-35 кВ Степева	35	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
65	ПЛ-35 кВ Вербівці	35	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
66	ПЛ-35 кВ Поточище	35	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
67	Городенка 110/35/10 кВ	110	1	2,0	0,5	так	
68	Вербівці 35/10кВ	0,38	2	2,0	1,0	ві	
69	Вербівці 35/10кВ	10	9	2,0	1,0	так	
70	Поточище 35/10кВ	0,38	1	2,0	1,0	так	
71	Поточище 35/10кВ	10	6	2,0	1,0	так	
72	Поточище 35/10кВ	35	1	2,0	1,0	так	
73	Чернелиця 35/10кВ	0,38	1	2,0	1,0	так	
74	Чернелиця 35/10кВ	10	9	2,0	1,0	так	
75	Воронів 35/10кВ	0,38	2	2,0	1,0	ні	
76	Назва приєднання						
77	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0		війшов термін держспівірки
78	ТВП-2	0,38	1	2,0	2,0		війшов термін держспівірки
79	Воронів 35/10кВ	10	6	2,0	1,0	так	
80	Долина 110/35/6 кВ	0,38	3	2,0	1,0		
81	Назва приєднання						
82	Госп. потр.	0,38	1	2,0	2,0		війшов термін держспівірки
83	Долина 110/35/6 кВ	6	17	2,0	1,0	так	
84	Долина 110/35/6 кВ	35	8	2,0	1,0	ні	
85	Назва приєднання						
86	Т-2-35 кВ	35	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
87	ПЛ-35 кВ ДВП	35	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
88	ПЛ-35 кВ Струтин	35	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
89	ПЛ-35 кВ Надіїв	35	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
90	Долина 110/35/6 кВ	110	7	2,0	1,0	так	
91	Назва приєднання						
92	ПЛ-110 кВ УМГ	110	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
93	ПЛ-110 кВ БПФ-2	110	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
94	ОВ-110 кВ	110	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
95	Болеків 110/10 кВ	0,22	2	2,0	1,0	ні	
96	Назва приєднання						
97	ТВП-1	0,22	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
98	ТВП-2	0,22	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
99	Болеків 110/10 кВ	10	15	2,0	1,0	так	
100	Брочків 35/6 кВ	0,38	2	2,0	2,0	ні	
101	Назва приєднання						
102	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0		війшов термін держспівірки
103	ТВП-2	0,38	1	2,0	2,0		війшов термін держспівірки
104	Брочків 35/6 кВ	6	14	2,0	1,0	так	
105	БПФ 110/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	ні	
106	Назва приєднання						
107	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
108	ТВП-2	0,38	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
109	БПФ 110/10 кВ	10	17	2,0	1,0	так	
110	Назва приєднання						
111	Очискі споруди						
112	ТП-170	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
113	ТП-45	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки

114	ТП-16	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін державірки
115	ТП-17	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін державірки
116	ТП-49	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін державірки
117	Вигода 35/10	0,38	2	2,0	2,0	так	
118	Вигода 35/10	10	9	2,0	1,0	так	
119	Надіїв 35/10 кВ	0,22	2	2,0	2,0	ні	
120	Назва приднання						
121	ТВП-1	0,22	1	2,0	2,0	ні	війшов термін державірки
122	ТВП-2	0,22	1	2,0	2,0	ні	війшов термін державірки
123	Надіїв 35/10 кВ	10	8	2,0	1,0	так	
124	Шандра 35/10 кВ	0,38	1	2,0	1,0		
125	Назва приднання						
126	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	війшов термін державірки
127	Шандра 35/10 кВ	10	4	2,0	1,0	ні	
128	Назва приднання						
129	Мислівка	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін державірки
130	Шандра	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін державірки
131	Підгірки 110/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0		
132	Назва приднання						
133	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	війшов термін державірки
134	ТВП-2	0,38	1	2,0	2,0	ні	війшов термін державірки
135	Підгірки 110/10 кВ	10	10	2,0	1,0	так	
136	Височанка 110/35/6 кВ	0,38	2	2,0	2,0	так	
137	Височанка 110/35/6 кВ	6	13	2,0	1,0	так	
138	Височанка 110/35/6 кВ	35	5	2,0	1,0	так	
139	Височанка 110/35/6 кВ	110	3	2,0	1,0	ні	
140	Калуш 110/35/6 кВ	0,38	2	2,0	2,0		
141	Назва приднання						
142	ТВП-1, ТВП-2	0,38	1	2,0	2,0	ні	війшов термін державірки
143	Калуш 110/35/6 кВ	6	19	2,0	1,0	так	
144	Калуш 110/35/6 кВ	35	4	2,0	1,0	так	
145	Студінка 35/10 кВ	0,22	1	2,0	1,0	так	
146	Студінка 35/10 кВ	10	10	2,0	1,0	так	
147	НБМР 35/6 кВ	0,22	2	2,0	2,0	ні	
148	Назва приднання						
149	ТВП-1	0,22	1	2,0	2,0	ні	війшов термін державірки
150	ТВП-2	0,22	1	2,0	2,0	ні	війшов термін державірки
151	НБМР 35/6 кВ	6	12	2,0	1,0	так	
152	Новиця -35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0		
153	Назва приднання						
154	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0		війшов термін державірки
155	ТВП-2	0,38	1	2,0	2,0		війшов термін державірки
156	Новиця -35/10 кВ	10	6	2,0	1,0	так	
157	Льонозавод 35/10 кВ	0,22	2	2,0	2,0	ні	
158	Назва приднання						
159	ТВП-1	0,22	1	2,0	2,0	ні	війшов термін державірки
160	ТВП-2	0,22	1	2,0	2,0	ні	війшов термін державірки
161	Льонозавод 35/10 кВ	10	7	2,0	1,0	так	
162	Войнилів 35/10 кВ	0,22	1	2,0	1,0	так	
163	Войнилів 35/10 кВ	10	7	2,0	1,0	так	
164	Яворівка 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0		
165	Назва приднання						
166	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	війшов термін державірки
167	ТВП-2	0,38	1	2,0	2,0	ні	війшов термін державірки
168	Яворівка 35/10 кВ	10	3	2,0	1,0	так	
169	Назва приднання						
170	Звіроферма	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін державірки

171	Яворівка	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
172	Завій	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
173	Свинофабрика 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0		
174	Назва приєднання						
175	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
176	ТВП-2	0,38	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
177	Свинофабрика 35/10 кВ	10	6	2,0	1,0	так	
178	Назва приєднання						
179	ЗТП-90	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
180	Негівиці	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
181	Гумелів	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
182	Озерна 35/10/6 кВ	0,38	2	2,0	1,0	так	
183	Озерна 35/10/6 кВ	6	9	2,0	1,0	так	
184	Ввід Т-3	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
185	ТП-534	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
186	Копанки	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
187	Голінь	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
188	Лука 35/10 кВ	0,22	1	2,0	1,0	так	
189	Лука 35/10 кВ	10	8	2,0	1,0	так	
190	Завадка 35/10 кВ	0,38	1	2,0	1,0	так	
191	Завадка 35/10 кВ	10	1	2,0	1,0	так	
192	Назва приєднання						
193	Стефанівка	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
194	Завадка	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
195	Збора	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
196	Стьавки	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
197	Кропивник	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
198	Коломия 110/35/6 кВ	0,38	2	2,0	2,0		
199	Коломия 110/35/6 кВ	6	14	2,0	1,0	так	
200	Коломия 110/35/6 кВ	35	6	2,0	1,0	ні	
201	Назва приєднання						
202	Т-1-35 кВ	35	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
203	Т-2-35 кВ	35	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
204	ПЛ-35 кВ Дрентруби	35	1	2,0	1,0		війшов термін держспівірки
205	ПЛ-35 кВ Металс завод	35	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
206	ПЛ-35 кВ Г'ядики	35	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
207	ПЛ-35 кВ Л.Слобідка	35	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
208	Коломия 110/35/6 кВ	110	5	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
209	Назва приєднання						
210	ПЛ-110 кВ Надвірна	110	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
211	ПЛ-110 кВ Отанія	110	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
212	ПЛ-110 кВ Загайніль	110	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
213	ПЛ-110 кВ Сільмаш - 1	110	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
214	ПЛ-110 кВ Сільмаш - 2	110	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
215	Печенижин 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0		
216	Печенижин 35/10 кВ	10	9	2,0	1,0	так	
217	Назва приєднання						
218	Ключів	6	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
219	Марківка	6	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки

220	Інтернат	6	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
221	Молодятин	6	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
222	Сосна	6	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
223	Печеніжжя	6	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
224	Сопів	6	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
225	Ковалівка 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	так	
226	Назва приєднання						
227	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
228	ТВП-2	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
229	Ковалівка 35/10 кВ	10	10	2,0	1,0		
230	Назва приєднання						
231	Ковалівка	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
232	Спас	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
233	Індуктор	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
234	ОУП-3	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
235	Стопчатів	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
236	Н.Вербіж 35/10 кВ	0,22	1	2,0	2,0		
237	Назва приєднання						
238	ТВП-1	0,22	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
239	Н.Вербіж 35/10 кВ	10	5	2,0	1,0		
240	Назва приєднання						
241	Долини	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
242	Романівка	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
243	Хліб. з-д	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
244	Вербіж	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
245	Металозавод 35/6 кВ	0,38	2	2,0	2,0	так	
246	Металозавод 35/6 кВ	6	13	2,0	1,0		
247	Назва приєднання						
248	ТП-41 № 3	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
249	ТП-41 № 5	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
250	РП-6-1	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
251	ТП-33	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
252	РП-1	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
253	ТП-43, КТП-92	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
254	РП-6 №2	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
255	ТП-72	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
256	ТП-137	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
257	ТП-41 №1	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
258	ТП-106	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
259	Романівка 35/10 кВ	0,22	1	2,0	2,0	ні	
260	Назва приєднання						
261	ТВП-1	0,22	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
262	Романівка 35/10 кВ	0,38	1	2,0	2,0		
263	Романівка 35/10 кВ	10	4	2,0	1,0		
264	Назва приєднання						
265	Н.Вербіж	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
266	Грушів	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки

267	Воскресінці	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
268	Романівка 35/10/6 кВ	6	2	2,0	1,0		
269	Назва приєднання						
270	ТП-17-1	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
271	Дрентруби 35/6 кВ	0,38	1	2,0	2,0		
272	Назва приєднання						
273	ТВП-1, ТВП-2	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
274	Дрентруби 35/6 кВ	6	19	2,0	1,0		
275	Назва приєднання						
276	РП-5 №1	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
277	РП-8 № 1	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
278	ТП-30	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
279	ТП-67	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
280	ТП-65	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
281	РП-8-2	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
282	РП-11	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
283	ЗБВіК 35/6 кВ	0,38	1	2,0	2,0	так	
284	ЗБВіК 35/6 кВ	6	11	2,0	1,0		
285	Назва приєднання						
286	ТП-102 №1	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
287	ТП-25	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
288	ЗБК - 2	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
289	ТП-127	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
290	ЗБВіК 35/6 кВ	35	2	2,0	0,5	так	
291	Сільмаш 110/6 кВ	0,22	2	2,0	2,0	ні	
292	Назва приєднання						
293	ТВП-1	0,22	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
294	ТВП-2	0,22	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
295	Сільмаш 110/6 кВ	6	32	2,0	1,0		
296	Назва приєднання						
297	РП-10-1	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
298	ТП-28	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
299	АБК	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
300	И670М	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
301	ДПМСЗ	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
302	Семаківці 110/10 кВ	0,22	1	2,0	2,0	ні	
303	Назва приєднання						
304	ТВП-1	0,22	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
305	Семаківці 110/10 кВ	10	4	2,0	1,0		
306	Назва приєднання						
307	Матіївці	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
308	Замулинці	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
309	Назірна	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
310	Отинія 110/10 кВ	0,22	2	2,0	2,0	ні	
311	Назва приєднання						
312	ТВП-1	0,22	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
313	ТВП-2	0,22	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
314	Отинія 110/10 кВ	10	8	2,0	1,0	так	
315	Отинія 110/10 кВ	35	3	2,0	2,0	ні	
316	Назва приєднання						

317	Т-1-35 кВ	35	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
318	ПЛ-35 кВ Коршів	35	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
319	ПЛ-35 кВ Виноград	35	1	2,0	1,0	ві	війшов термін держспівірки
320	Отинія 110/10 кВ	110	1	2,0	1,0		
321	Назва приднання						
322	СВ-110 кВ	110	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
323	Загайпіль 110/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0		
324	Загайпіль 110/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	так	
325	Назва приднання						
326	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
327	ТВП-2	0,38	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
328	Загайпіль 110/10 кВ	10	6	2,0	1,0		
329	Назва приднання						
330	Ценява	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
331	Загайпіль	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
332	Пядики 35/10 кВ	0,38	2	2,0	1,0	так	
333	Пядики 35/10 кВ	10	10	2,0	1,0		
334	Назва приднання						
335	Пядики	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
336	Плавка ожеледі	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
337	Косачівка	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
338	Резерв	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
339	Підгайчичи	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
340	М'ясокістковий	10	1	2,0	2,0	ві	війшов термін держспівірки
341	Коршів 35/10 кВ	0,38	1	2,0	2,0		
342	Назва приднання						
343	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
344	Коршів 35/10 кВ	10	6	2,0	2,0		
345	Назва приднання						
346	Жукотин	10	1	2,0	2,0	ві	війшов термін держспівірки
347	Богородичин	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
348	Черемхів	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
349	Коршів	10	1	2,0	2,0	ві	війшов термін держспівірки
350	Ліски	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
351	Товмачик 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0		
352	Назва приднання						
353	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
354	ТВП-2	0,38	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
355	Товмачик 35/10 кВ	10	10	2,0	1,0		
356	Назва приднання						
357	Товмачик	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
358	Іванівці	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
359	Резерв	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
360	Нижнє	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
361	Резерв	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
362	Шепарівці	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
363	Л.Слобідка 35/10 кВ	0,38	1	2,0	2,0	так	
364	Назва приднання						
365	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки

366	Л.Слобідка 35/10 кВ	10	5	2,0	1,0	так	
367	Виноград 35/10 кВ	0,38	1	2,0	2,0		
368	<i>Назва приєднання</i>						
369	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
370	Виноград 35/10 кВ	10	6	2,0	1,0		
371	<i>Назва приєднання</i>						
372	Ворова	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
373	Отинія	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
374	Виноград	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
375	ЗТП-243	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
376	Камінне	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
377	Гвіздець 35/10 кВ	0,22	1	2,0	2,0		
378	<i>Назва приєднання</i>						
379	ТВП-1	0,22	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
380	Гвіздець 35/10 кВ	10	6	2,0	1,0		
381	<i>Назва приєднання</i>						
382	Слобідка	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
383	Рогиня	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
384	Росохач	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
385	М.Гвіздець	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
386	Гвіздець	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
387	Яблунів 110/10 кВ	0,22	2	2,0	2,0	так	
388	Яблунів 110/10 кВ	10	10	2,0	1,0	так	
389	Яблунів 110/10 кВ	35	3	2,0	1,0	ні	
390	<i>Назва приєднання</i>						
391	T-1-35 кВ	35	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
392	T-2-35 кВ	35	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
393	Яворів 110/10 кВ	0,38	1	2,0	2,0	ні	
394	<i>Назва приєднання</i>						
395	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
396	Яворів 110/10 кВ	10	5	2,0	1,0	так	
397	Кути 110/10 кВ	0,22	1	2,0	2,0	ні	
398	<i>Назва приєднання</i>						
399	ТВП-1	0,22	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
400	Кути 110/10 кВ	10	5	2,0	1,0	так	
401	Кути 110/10 кВ	35	2	2,0	1,0		
402	<i>Назва приєднання</i>						
403	T-1	35	2	2,0	1,0	ні	
404	ПЛ Рожнів	35	2	2,0	1,0	ні	
405	<i>Назва приєднання</i>						
406	ПЛ Кути	110	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
407	Рожнів 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	так	
408	<i>Назва приєднання</i>						
409	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
410	ТВП-2	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
411	Рожнів 35/10 кВ	10	7	2,0	1,0		
412	<i>Назва приєднання</i>						
413	Водозабір	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
414	Косів 110/35/10 кВ	0,22	3	2,0	2,0	ні	
415	<i>Назва приєднання</i>						
416	ТВП-1	0,22	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
417	ТВП-2	0,22	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
418	ТВП-3	0,22	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
419	Косів 110/35/10 кВ	10	12	2,0	1,0	так	
420	Косів 110/35/10 кВ	35	2	2,0	0,5		

421	Назва приднання						
422	Т-1	35	1	2,0	0,5	ні	вийшов термін держспівірки
423	ПЛ Рожнів	35	1	2,0	0,5	ні	вийшов термін держспівірки
424	Косів 110/35/10 кВ	110	2	2,0	0,5		
425	Назва приднання						
426	ПЛ-110 кВ Кути	110	1	2,0	0,5	ні	вийшов термін держспівірки
427	Космач 35/10	0,22	1	2,0	2,0	ні	
428	Назва приднання						
429	ТВП-1	0,22	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
430	Космач 35/10	10	6	2,0	1,0	так	
431	Надвірна 110/35/6 кВ	0,38	2	2,0	2,0	так	
432	Надвірна 110/35/6 кВ	6	10	2,0	1,0		
433	Назва приднання						
434	Резерв (ГНПС-2)	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
435	Надвірна 110/35/6 кВ	35	6	2,0	1,0	ні	
436	Назва приднання						
437	Т-1-35 кВ	35	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
438	Т-2-35 кВ	35	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
439	ПЛ-35 кВ Надвірна-35	35	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
440	ПЛ-35 кВ Пасічна	35	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
441	ПЛ-35 кВ Делятин	35	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
442	ПЛ-35 кВ Ланчин	35	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
443	Надвірна 110/35/6 кВ	110	8	2,0	0,5	ні	
444	Назва приднання						
445	ПЛ-110 кВ Івано-Франків	110	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
446	ПЛ-110 кВ Яблунів	110	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
447	ПЛ-110 кВ Богородчани	110	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
448	ПЛ-110 кВ Коломия	110	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
449	ДСП 110/6 кВ	0,38	2	2,0	2,0	так	
450	ДСП 110/6 кВ	6	15	2,0	1,0	так	
451	Цуцалів 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0		
452	Назва приднання						
453	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
454	ТВП-2	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
455	Цуцалів 35/10 кВ	10	12	2,0	1,0		
456	Назва приднання						
457	Цуцалів	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
458	Волосів (резерв)	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
459	Перерісль	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
460	Тисменичани	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
461	ТП-468	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
462	ТП-207	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
463	Ланчин 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	так	
464	Назва приднання						
465	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
466	ТВП-2	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
467	Ланчин 35/10 кВ	10	7	2,0	1,0	так	
468	Пасічна 35/6 кВ	0,38	1	2,0	2,0		
469	Пасічна 35/6 кВ	6	17	2,0	1,0	так	
470	Пасічна 35/6 кВ	35	3	2,0	1,0	ні	
471	Назва приднання						
472	ПЛ-35 кВ Надвірна-110	35	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки

473	ПЛ-35 кВ Битків	35	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
474							
475	Битків 35/6 кВ	0,22	1	2,0	2,0	ні	
476	Битків 35/6 кВ	6	5	2,0	1,0	так	
477	Битків 35/6 кВ	35	4	2,0	1,0	ні	
478	Надвірна 35/6 кВ	0,22	2	2,0	2,0	ні	
479	Назва приєднання						
480	ТВП-1	0,22	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
481	ТВП-2	0,22	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
482	Надвірна 35/6 кВ	6	9	2,0	1,0		
483	Назва приєднання						
484	Кінотеатр	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
485	Забереж	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
486	Млин	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
487	Лицей	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
488	ТП-403	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
489	Місто	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
490	Старуля 35/10/6 кВ	0,22	2	2,0	1,0	ні	
491	Назва приєднання						
492	ТВП-2	0,22	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
493	Старуля 35/10/6 кВ	6	5	2,0	1,0		
494	Назва приєднання						
495	Свердловина - 206	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
496	Груповий збір	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
497	Насосна	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
498	Бурова	6	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
499	Старуля 35/10/6 кВ	10	3	2,0	1,0		
500	Назва приєднання						
501	Гвізд	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
502	Молодьків	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
503	Старуля 35/10/6 кВ	35	3	2,0	1,0	ні	
504	Назва приєднання						
505	ПЛ-35 кВ Надвірна-35	35	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
506	ПЛ-35 кВ Битків	35	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
507	ПЛ-35 кВ Солотвинно	35	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
508	Розтока 35/6 кВ	0,38	1	2,0	2,0	так	
509	Назва приєднання						
510	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
511	Розтока 35/6 кВ	6	4	2,0	1,0	так	
512	Рогатин 110/35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	так	
513	Рогатин 110/35/10 кВ	10	12	2,0	1,0	так	
514	Рогатин 110/35/10 кВ	35	6	2,0	1,0	ні	
515	Букачівці 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	ні	
516	Назва приєднання						
517	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
518	ТВП-2	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
519	Букачівці 35/10 кВ	10	10	2,0	1,0	так	
520	Букачівці 35/10 кВ	35	1	2,0	0,5		
521	Назва приєднання						
522	Лука	35	1	2,0	0,5	ні	вийшов термін держспівірки
523	Верблянівці 35/10 кВ	0,22	2	2,0	2,0	так	
524	Назва приєднання						
525	ТВП-1	0,22	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки

526	ТВП-2	0,22	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
527	Вербилівці 35/10 кВ	10	10	2,0	1,0	так	
528	Кониюпки 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	так	
529	Кониюпки 35/10 кВ	10	8	2,0	1,0	так	
530	Кониюпки 35/10 кВ	35	1	2,0	1,0	ні	
531	Назва приєднання						
532	ПЛ-35 кВ Рудка	35	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
533	Квягиничі 35/10 кВ	0,38	1	2,0	2,0	ні	
534	Назва приєднання						
535	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
536	Квягиничі 35/10 кВ	10	6	2,0	1,0	так	
537	Лопушня 35/10 кВ	0,38	1	2,0	2,0	так	
538	Лопушня 35/10 кВ	10	8	2,0	1,0	так	
539	Лопушня 35/10 кВ	35	2	2,0	1,0	так	
540	Дички 35/10 кВ	0,38	1	2,0	2,0	так	
541	Дички 35/10 кВ	10	5	2,0	1,0	так	
542	Діброва 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	так	
543	Діброва 35/10 кВ	10	8	2,0	1,0	так	
544	Брошнів 110/10 кВ	0,22	1	2,0	2,0	так	
545	Назва приєднання						
546	ТВП-1 (2)	0,22	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
547	Брошнів 110/10 кВ	10	20	2,0	1,0	так	
548	Перегінськ 110/35/10 кВ	0,38	1	2,0	2,0	ні	
549	Назва приєднання						
550	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
551	Перегінськ 110/35/10 кВ	10	6	2,0	1,0		
552	Назва приєднання						
553	Красне	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
554	Ясень	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
555	ПС 35кВ	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
556	Перегінськ - 2	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
557	Вільхівка	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
558	Перегінськ 110/35/10 кВ	35	3	2,0	1,0	ні	
559	Назва приєднання						
560	ПЛ-35 кВ Перегінськ-35	35	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
561	Перегінськ 110/35/10 кВ	110	2	2,0	1,0	так	
562	Рожнятів 35/10 кВ	0,22	1	2,0	2,0	так	
563	Назва приєднання						
564	ТВП-1	0,22	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
565	Рожнятів 35/10 кВ	10	9	2,0	1,0	так	
566	Назва приєднання						
567	Рожнятів	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
568	ЗТП-120	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
569	Земснаряд	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
570	Металіст	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
571	Лікарня	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
572	Перегінськ 35/10 кВ	0,38	1	2,0	2,0	ні	
573	Назва приєднання						
574	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
575	Перегінськ 35/10 кВ	10	5	2,0	1,0	так	
576	Назва приєднання						
577	Перегінськ - 1	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
578	ЗТП-96	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
579	ПС 110 кВ	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
580	Ясень-Резерв	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
581	Струтин 35/10/6 кВ	0,38	2	2,0	2,0	ні	

582	Назва приєднання						
583	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
584	Струтин 35/10/6 кВ	6	3	2,0	1,0		
585	Назва приєднання						
586	Ввід Т-3	6	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
587	Струтин 35/10/6 кВ	10	6	2,0	1,0		
588	Назва приєднання						
589	Спас	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
590	Цінева	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
591	Погорілець	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
592	Струтин 35/10/6 кВ	35	4	2,0	1,0	так	
593	Назва приєднання						
594	ПЛ-35 кВ Долина	35	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
595	ПЛ-35 кВ Дуба	35	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
596	Дуба 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	так	
597	Дуба 35/10 кВ	10	8	2,0	1,0	так	
598	Назва приєднання						
599	Рішче	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
600	Сивуля	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
601	Опорна 110/35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	так	
602	Опорна 110/35/10 кВ	10		2,0	1,0		
603	Назва приєднання						
604	ТВП-1	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
605	ТВП-2	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
606	Опорна 110/35/10 кВ	35	6	2,0	1,0	ні	
607	Назва приєднання						
608	Т-1-35 кВ	35	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
609	Т-2-35 кВ	35	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
610	ПЛ-35 кВ Жовтень	35	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
611	ПЛ-35 кВ Львовозавод	35	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
612	ПЛ-35 кВ Птахофабрика	35	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
613	Опорна 110/35/10 кВ	110	11	2,0	1,0	так	
614	Назва приєднання						
615	ПЛ 110 кВ Височанка	110	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
616	ПЛ 110 кВ Івано-Франківський	110	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
617	ПЛ Івано-Франківськ - 2	110	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
618	ПЛ 110 кВ Крихівці	110	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
619	ПЛ 110 кВ Загілля	110	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
620	Березівка 110/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0		
621	Березівка 110/10 кВ	10	15	2,0	1,0	так	
622	Одаї 110/10 кВ	0,22	1	2,0	2,0	ні	
623	Назва приєднання						
624	ТВП-1	0,22	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
625	Одаї 110/10 кВ	10	6	2,0	1,0	так	
626	Назва приєднання						
627	Слобідка	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
628	Марківці	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
629	Липове	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
630	Кривотули	10	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
631	Лисець 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	так	
632	Лисець 35/10 кВ	10	13	2,0	1,0		
633	Назва приєднання						

634	Ст. Лисець	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
635	Радіозавод	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
636	ТП-24	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
637	ТП-486 (Резерв)	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
638	Лисець	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
639	Радча	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
640	Чукалівка	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
641	Драгомирчани	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
642	Тисмениця 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	так	
643	Тисмениця 35/10 кВ	10	11	2,0	1,0	так	
644	Назва приєднання						
645	Резерв	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
646	Тисмениця	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
647	Хутрова ф-ка	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
648	Комплекс	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
649	Хом'яківка	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
650	нова (без назви)	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
651	Клубівці	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
652	Резерв	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
653	Жовтень 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	ні	
654	Жовтень 35/10 кВ	10	8	2,0	1,0	так	
655	Назва приєднання						
656	Козинко	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
657	Сілець	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
658	Тязів	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
659	Бурякопункт	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
660	Міст	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
661	Жовтень	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
662	Жовтень 35/10 кВ	35	3	2,0	1,0	так	
663	Назва приєднання						
664	ПЛ-35 кВ Очисні споруд	35	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
665	ПЛ-35 кВ Дубівці	35	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
666	ПЛ-35 кВ Побережжя	35	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
667	Стриганці 35/10 кВ	0,22	2	2,0	2,0	ні	
668	Назва приєднання						
669	ТВП-1	0,22	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
670	ТВП-2	0,22	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
671	Стриганці 35/10 кВ	10	7	2,0	1,0	так	
672	Птахофабрика 35/10 кВ	0,22	2	2,0	2,0	ні	
673	Птахофабрика 35/10 кВ	10	10	2,0	1,0	так	
674	Птахофабрика 35/10 кВ	35	1	2,0	1,0	ні	
675	Назва приєднання						
676	ПЛ-35 кВ ЦНДЛ	35	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
677	Побережжя 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	ні	
678	Назва приєднання						
679	ТВП-1	0,22	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
680	ТВП-2	0,22	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
681	Побережжя 35/10 кВ	10	10	2,0	1,0	так	

682	Назва приєднання						
683	Лікарня	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
684	Госп. двір	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
685	Загвіздя	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
686	ТП-25	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
687	Підлечари 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	ні	
688	Підлечари 35/10 кВ	10	8	2,0	1,0	так	
689	КСМ 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	ні	
690	Назва приєднання						
691	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
692	ТВП-2	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
693	КСМ 35/10 кВ	10	8	2,0	1,0		
694	Назва приєднання						
695	ТП-21	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
696	КТП Кар'єр	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
697	ТП-186	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
698	СМВ (від Крихівців до J	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
699	Хутрофірма 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	ні	
700	Назва приєднання						
701	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
702	Хутрофірма 35/10 кВ	10	7	2,0	1,0	так	
703	Яремче 35/10кВ	0,38	2	2,0	2,0	ні	
704	Назва приєднання						
705	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
706	ТВП-2	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
707	Яремче 35/10кВ	10	10	2,0	1,0	так	
708	Делятин 35/10кВ	0,38	2	2,0	2,0	ні	
709	Назва приєднання						
710	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
711	Делятин 35/10кВ	10	9	2,0	1,0	так	
712	Делятин 35/10кВ	35	1	2,0	1,0	ні	
713	Назва приєднання						
714	ІЛ-35 кВ Яремче	35	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
715	Ямна 110/35/10кВ	0,38	1	2,0	2,0	ні	
716	Назва приєднання						
717	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
718	Ямна 110/35/10кВ	10	5	2,0	1,0	так	
719	Ямна 110/35/10кВ	35	1	2,0	1,0	ні	
720	Назва приєднання						
721	Г-1	35	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
722	ІЛ-35 кВ Яремче	35	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
723	Ворохта 110/35/10кВ	0,38	2	2,0	2,0	ні	
724	Назва приєднання						
725	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
726	ТВП-2	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
727	Ворохта 110/35/10кВ	10	11	2,0	1,0	так	
728	Ворохта 110/35/10кВ	35	6	2,0	1,0	ні	
729	Назва приєднання						
730	Г-1-35 кВ	35	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
731	Ворохта 110/35/10кВ	110	1	2,0	1,0	так	
732	Говерла 35/10кВ	0,38	1	2,0	2,0	ні	
733	Назва приєднання						
734	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
735	Говерла 35/10кВ	10	5	2,0	1,0	так	
736	Автолимац 110/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	так	
737	Автолимац 110/10 кВ	10	42	2,0	1,0	так	

738	Назва приднання						
739	ТП-387	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
740	ТП-386	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
741	Загвіздя 110/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	так	
742	Загвіздя 110/10 кВ	10	9	2,0	2,0	так	
743	Радіозавод 110/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	ні	
744	Назва приднання						
745	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
746	Радіозавод 110/10 кВ	10	20	2,0	1,0	так	
747	Назва приднання						
748	Угринів	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
749	Локатор	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
750	ЦНДЛ 35/10кВ	0,22	2	2,0	2,0	так	
751	ЦНДЛ 35/10кВ	10	15	2,0	1,0	так	
752	Зв'язку 35/10кВ	0,22	1	2,0	2,0	ні	
753	Назва приднання						
754	ТВП-1	0,22	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
755	Зв'язку 35/10кВ	10	27	2,0	1,0	так	
756	Арматурний з-д 110/10 кВ	0,38	2	2,0	1,0	так	
757	Арматурний з-д 110/10 кВ	6	2	2,0	1,0	ні	
758	Назва приднання						
759	Т-1-6 кВ	6	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
760	Т-2-6 кВ	6	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
761	Арматурний з-д 110/10 кВ	10	34	2,0	1,0	ні	
762	Назва приднання						
763	Т-1-10 кВ	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
764	Т-2-10 кВ	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
765	ТП-112-2	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
766	ТП-198	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
767	ТП-259	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
768	РП-4	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
769	ТП-367	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
770	ТП-429	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
771	ТП-402	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
772	РП-6	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
773	ТП-242	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
774	ТП-112-1	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки
775	Вовчинець 110/10 кВ	0,38	1	2,0	2,0	ні	
776	Назва приднання						
777	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
778	Вовчинець 110/10 кВ	10	30	2,0	1,0	так	
779	Риць 110/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	так	
780	Риць 110/10 кВ	10	20	2,0	1,0	так	
781	Шкірзавод 35/10 кВ	0,22	2	2,0	2,0	ні	
782	Шкірзавод 35/10 кВ	10	18	2,0	1,0	так	
783	Кривіці 110/35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	ні	
784	Назва приднання						
785	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
786	ТВП-2	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспівірки
787	Кривіці 110/35/10 кВ	10	13	2,0	1,0	так	
788	Кривіці 110/35/10 кВ	35	4	2,0	1,0	ні	
789	Назва приднання						
790	Т-1-35 кВ	35	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспівірки

791	Т-2-35 кВ	35	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
792	Снятин 110/35/10 кВ	0,38	3	2,0	2,0	ні	
793	Назва приєднання						
794	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
795	ТВП-2	0,38	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
796	Господарські потреби	0,38	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
797	Снятин 110/35/10 кВ	10	10	2,0	1,0	так	
798	Снятин 110/35/10 кВ	35	6	2,0	1,0	так	
799	Заболотів 110/10 кВ	0,22	2	2,0	2,0	ні	
800	Назва приєднання						
801	ТВП-1	0,22	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
802	ТВП-2	0,22	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
803	Заболотів 110/10 кВ	10	14	2,0	1,0	так	
804	ТП ГВС 35/10 кВ	0,38	2	2,0	1,0	так	
805	ТП ГВС 35/10 кВ	10	14	2,0	1,0	так	
806	ТП ГВС 35/10 кВ	35	4	2,0	1,0	так	
807	Кулячн 35/10 кВ	0,22	2	2,0	2,0	ні	
808	Назва приєднання						
809	ТВП-1	0,22	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
810	ТВП-2	0,22	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
811	Кулячн 35/10 кВ	10	9	2,0	1,0	так	
812	Шевченкове 35/10 кВ	0,22	2	2,0	2,0	ні	
813	Назва приєднання						
814	ТВП-1	0,22	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
815	ТВП-2	0,22	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
816	Шевченкове 35/10 кВ	10	12	2,0	1,0	так	
817	Трофанівка 35/10 кВ	0,38	1	2,0	2,0	ні	
818	Назва приєднання						
819	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	війшов термін держспівірки
820	Трофанівка 35/10 кВ	10	6	1,0	1,0	так	
821	Стецева 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	так	
822	Стецева 35/10 кВ	10	9	2,0	1,0	так	
823	Будилів 35/10 кВ	0,38	2	2,0	1,0	так	
824	Будилів 35/10 кВ	10	10	2,0	1,0	так	
825	Джурів 35/10 кВ	0,38	2	2,0	1,0	так	
826	Джурів 35/10 кВ	10	11	2,0	1,0	так	
827	Тлумач 110/35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	ні	
828	Назва приєднання						
829	ТВП-1(2)	0,38	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
830	госп. потр.	0,38	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
831	Тлумач 110/35/10 кВ	10	8	2,0	1,0		
832	Назва приєднання						
833	Локітня	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
834	Хлібзавод	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
835	Стекліка	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
836	Лікарня	10	1	2,0	1,0	ві	війшов термін держспівірки
837	Палагичі	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
838	Надорозжна	10	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
839	Тлумач 110/35/10 кВ	35	6	2,0	1,0	ні	
840	Назва приєднання						
841	ПЛ-35 кВ Тисмениця	35	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
842	ПЛ-35 кВ Нижнів	35	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
843	ПЛ-35 кВ Тлумач-35	35	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
844	ПЛ-35 кВ Олешів	35	1	2,0	1,0	ні	війшов термін держспівірки
845	Тлумач 35/10 кВ	0,22	2	2,0	2,0	так	

846	Назва приднання						
847	ТВП-1	0,22	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
848	ТВП-2	0,22	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
849	Тлумач 35/10 кВ	10	6	2,0	1,0		
850	Назва приднання						
851	ТП-133 (Тарасівка)	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
852	Тлумач	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
853	Королівка	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
854	Гринівці	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
855	Нижнів 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	ні	
856	Назва приднання						
857	ТВП-2	0,38	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
858	Нижнів 35/10 кВ	10	5	2,0	1,0	ні	
859	Назва приднання						
860	Кутнище	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
861	Смерклів	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
862	Волозабір	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
863	ТП-308	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
864	Олешів 35/10 кВ	0,22	1	2,0	2,0	ні	
865	Назва приднання						
866	ТВП-1	0,22	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
867	Олешів 35/10 кВ	10	7	2,0	1,0	так	
868	Назва приднання						
869	Буківна	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
870	Олешів	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
871	Вапняний завод	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
872	Нижнів	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
873	Комплекс	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
874	Озеряни 35/10 кВ	0,22	1	2,0	2,0	ні	
875	Озеряни 35/10 кВ	10	11	2,0	1,0	так	
876	Назва приднання						
877	Живачів	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
878	Олеша	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
879	Грушка	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
880	Пужники	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
881	ТП-357	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
882	Озеряни	10	1	2,0	1,0	ні	вийшов термін держспіврки
883	Озеряни 35/10 кВ	35	3	2,0	1,0	так	
884	Обертин 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	так	
885	Обертин 35/10 кВ	10	12	2,0	1,0	так	
886	Ісаків 35/10 кВ	0,38	2	2,0	2,0	ні	
887	Назва приднання						
888	ТВП-1	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
889	ТВП-2	0,38	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
890	Ісаків 35/10 кВ	10	10	2,0	1,0		
891	Назва приднання						
892	Підвербці	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
893	Петрів	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки
894	Долина	10	1	2,0	2,0	ні	вийшов термін держспіврки

895	СТО	10	1	2,0	2,0	ні	<i>вийшов термін держспіврки</i>
896	Іпахофабрика	10	1	2,0	2,0	ні	<i>вийшов термін держспіврки</i>
897	Сокирчин	10	1	2,0	2,0	ні	<i>вийшов термін держспіврки</i>
Разом 6-10-35-110 кВ			2182			так - 175 ні - 496	

4.5. Стан комп'ютерної техніки на початок прогнозного періоду

Група за роком випуску	Кількість, шт.	%
Комп'ютери до 2016 року випуску	1 111	77,7%
Комп'ютери 2017 року випуску	80	5,6%
Комп'ютери 2018 року випуску	43	3,0%
Комп'ютери 2019 року випуску	110	7,7%
Комп'ютери 2020 року випуску	85	5,9%
Усього	1 429	100,0%

4.6. Узагальнений порівняльний аналіз змін технічного стану колісних транспортних засобів, спеціальних машин та механізмів, виконаних на колісних шасі *

№ з/п	Назва показника	Одиниця виміру	Показник на кінець року			
			2017	2018	2019	2020 з урахуванням обсягів запланованих робіт
1	2	3	4	5	6	7
1	Загальна кількість колісної техніки	шт.	536	537	540	547
	з них підлягає списанню	шт.	337	336	336	329
		%	70,5%	62,6%	62,2%	60,1%
1.1	Автокрани	шт.	14	14	14	14
	з них підлягають списанню	шт.	12	12	12	12
		%	85,7%	85,7%	85,7%	85,7%
1.2	з	шт.	9	9	9	9
	з них підлягають списанню	шт.	6	6	6	6
		%	66,7%	66,7%	66,7%	66,7%
1.3	Бурильно-кранові машини	шт.	15	15	15	15
	з них підлягають списанню	шт.	11	11	11	11
		%	73,3%	73,3%	73,3%	73,3%
1.4	Автовежі телескопічні та підіймачі	шт.	34	35	37	38
	з них підлягають списанню	шт.	19	18	16	16
		%	55,9%	51,4%	43,2%	42,1%
	у т.ч. на базі тракторів	шт.	11	11	11	11
	з них підлягають списанню	шт.	7	7	7	7
	%	63,6%	63,6%	63,6%	63,6%	
1.5	Автомобільні електромеханічні майстерні	шт.	4	4	4	4
	з них підлягають списанню	шт.	3	3	3	3
		%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
1.6	Електролабораторії	шт.	7	7	7	8
	з них підлягають списанню	шт.	4	4	4	4
		%	57,1%	57,1%	57,1%	50,0%
1.7	Автомобілі (важкові) для перевезення бригад робітників	шт.	80	84	84	94
	з них підлягають списанню	шт.	68	68	68	66
		%	75,6%	72,3%	72,3%	70,2%
	у т.ч. для оперативних виїзних бригад (ОВБ)	шт.	38	38	38	38
	з них підлягають списанню	шт.	22	22	22	22
	%	57,9%	57,9%	57,9%	57,9%	
1.8	Вантажні автомобілі	шт.	29	29	29	29
	з них підлягають списанню	шт.	25	25	25	25
		%	86,2%	86,2%	86,2%	86,2%
1.9	Автомобілі для перевезення вантажів та пасажирів	шт.	94	80	91	86
	з них підлягають списанню	шт.	26	26	25	24
		%	27,7%	28,9%	27,5%	25,0%
1.10	Автомобілі з кузовами типів фургон, пікап	шт.	35	35	35	35
	з них підлягають списанню	шт.	16	16	16	16
		%	45,7%	45,7%	45,7%	45,7%
1.11	Автобуси категорій М3 та М2 ("мікроавтобуси")	шт.	21	21	21	21
	з них підлягають списанню	шт.	18	18	18	15
		%	78,2%	78,2%	78,2%	71,4%
1.12	Легкові автомобілі	шт.	19	19	19	19
	з них підлягають списанню	шт.	16	16	16	16
		%	84,2%	84,2%	84,2%	84,2%
1.13	Трактори і механізми, виконані на їх базі	шт.	38	38	38	38
	з них підлягають списанню	шт.	26	26	26	26
		%	68,4%	68,4%	68,4%	68,4%
1.14	Причепи, напівпричепи	шт.	78	78	78	78
	з них підлягають списанню	шт.	58	58	58	58
		%	74,4%	74,4%	74,4%	74,4%
1.15	Автомайстерні	шт.	4	4	4	4
	з них підлягають списанню	шт.	4	4	4	4
		%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
1.16	Спеціальні легкові автомобілі	шт.	40	40	40	40
	з них підлягають списанню	шт.	22	22	22	22
		%	55,0%	55,0%	55,0%	55,0%
1.17	Спеціальні автомобілі, виконані на шасі вантажівок	шт.	2	2	2	2
	з них підлягають списанню	шт.	2	2	2	2
		%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
1.18	Автовантажувачі	шт.	2	2	2	2
	з них підлягають списанню	шт.	2	2	2	2
		%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
1.19	Інші види колісної техніки (мотоцикли)	шт.	1	1	1	1
	з них підлягають списанню	шт.	1	1	1	1
		%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

* У тому числі орендованої на довгостроковий період (більше року).

** Зазначити відповідний рік.

4.6.1. Ажидді көліктің техникалық сәлемін өзін пайдалану мерзіміне қарай

№ з/п	Марка көліктің техникалық сәлемін	Примечания (тип)	Р/к шығару жылы	Нормативтік құжаттардың атауы	Негізгі құрылымдық бірліктері (құрамы)	Вытрати пайдалануға, руб/100 км	Вытрати на техническое обслуживание и ремонт, тыс. руб.		Заливная стоимость, тыс. руб.	Целина үшін техникалық сәлемін	Промышленность үшін техникалық сәлемін				
							за мөселер	жөндеулер			мерзімі	өзіндік құны	примечания (тип)	өзіндік құны	өзіндік құны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	ГАЗ-3307	Автодөңгелек БС-18	1999	10	ТЭК Филия "Заводна"	38	28,43	341,14	0,00	Негізгі құрылымдық бірліктері арқылы техникалық сәлемін	Автодөңгелек АТТ-18 на базисі Iveco Daily (4x4)	піддомінок	2137,37	22,0	26,0
2	ГАЗ-33023	Бригадалық автомобиль (бортошан машина)	2007	10	РБЦ (ЦО)	19,7	8,20	98,40	11,80	Негізгі құрылымдық бірліктері арқылы техникалық сәлемін	Автомобиль бригадалық «Renault Master»	автомобиль бригадалық	721,33	14	12,0
3	УАЗ-2206	Бригадалық автомобиль (микроавтобус)	2001	10	СПС Филия "Тікелей"	18,7	7,00	84,00	0,00	Негізгі құрылымдық бірліктері арқылы техникалық сәлемін	Автомобиль бригадалық «Renault Master»	автомобиль бригадалық	721,33	14	12,0
4	ГАЗ-33023	Бригадалық автомобиль (ванна-пассажирский С)	2004	10	СПС Филия "Заводна"	19,7	8,20	98,40	0,00	Негізгі құрылымдық бірліктері арқылы техникалық сәлемін	Автомобиль бригадалық «Renault Master»	автомобиль бригадалық	721,33	14	12,0
5	ГАЗ-33023	Бригадалық автомобиль (ванна-пассажирский С)	2003	10	СПС Филия "Центральна"	19,7	8,20	98,40	0,00	Негізгі құрылымдық бірліктері арқылы техникалық сәлемін	Автомобиль бригадалық «Renault Master»	автомобиль бригадалық	721,33	14	12,0
6	УАЗ-3909	Автолаборатория	2008	10	СЭПВ (ЦО)	18,7	10,60	127,20	15,50	Негізгі құрылымдық бірліктері арқылы техникалық сәлемін	Автомобиль бригадалық «Renault Twingo»	автомобиль бригадалық	713,40	8	10,0
7	ГАЗ-56	Автолаборатория (фургон С)	1991	10	СЭПВ (ЦО)	33,4	11,50	138,00	0,00	Негізгі құрылымдық бірліктері арқылы техникалық сәлемін	Автолаборатория на базисі «Renault Master»	Автолаборатория	757,00	14	12,0
8	ГАЗ-2705	Автолаборатория (фургон С)	2008	10	ВДКЛ	21	10,67	128,00	0,00	Негізгі құрылымдық бірліктері арқылы техникалық сәлемін	Автолаборатория на базисі фургон «Renault Master»	Автолаборатория	715,68	14	12,0
9	ОПТ-9195	Піддомінок	2003	10	Филия "Колумба"	29,5	11,20	134,40	0,00	Негізгі құрылымдық бірліктері арқылы техникалық сәлемін	Автодөңгелек Comet 194, 3 ұстамаққа на базисі Iveco Daily (7 мөсел)	піддомінок	1825,00	14	12,0
10	ОПТ-9195	Піддомінок	2003	10	Филия "Центральна"	29,5	11,20	134,40	0,00	Негізгі құрылымдық бірліктері арқылы техникалық сәлемін	Автодөңгелек Comet 194, 3 ұстамаққа на базисі Iveco Daily (7 мөсел)	піддомінок	1825,00	14	12,0
11	ПАТУ-5000	Піддомінок	2003	10	Филия "Центральна"	29,5	10,42	125,00	0,00	Негізгі құрылымдық бірліктері арқылы техникалық сәлемін	Автодөңгелек Comet 194, 3 ұстамаққа на базисі Iveco Daily (3 мөсел)	піддомінок	1717,50	14	10,0
12	УАЗ-2206	Бригадалық автомобиль (микроавтобус)	2001	10	Филия "Тікелей"	20,5	6,50	78,00	0,00	Негізгі құрылымдық бірліктері арқылы техникалық сәлемін	Автомобиль бригадалық Mitsubishi L200	автомобиль бригадалық	764,31	10,5	6,0
13	УАЗ-2206	Бригадалық автомобиль (микроавтобус)	2001	10	Филия "Тікелей"	20,5	6,50	78,00	0,00	Негізгі құрылымдық бірліктері арқылы техникалық сәлемін	Автомобиль бригадалық Mitsubishi L200	автомобиль бригадалық	764,31	10,5	6,0

14	УАЗ-3909	Бригадний автомобіль (лег.вант казовар В)	2003	10	Філія "Карпатська"	20,5	6,50	78,00	0,00	Неможливість подальшої експлуатації через погані технічний стан автомобіля	Автомобіль бригадний Mitsubishi L200	764,31	10,5	6,0
15	УАЗ-2206	Бригадний автомобіль (мікроавтобусД)	2003	10	Філія "Карпатська"	20,5	6,50	78,00	0,00	Неможливість подальшої експлуатації через погані технічний стан автомобіля	Автомобіль бригадний Mitsubishi L200	764,31	10,5	6,0
16	УАЗ-2206	Бригадний автомобіль (мікроавтобусД)	2003	10	Філія "Коломийська"	20,5	6,50	78,00	0,00	Неможливість подальшої експлуатації через погані технічний стан автомобіля	Автомобіль бригадний Mitsubishi L200	764,31	10,5	6,0
17	ОПТ-9195 (МТЗ-82)	підіймач контактний (гідропідіймач)	2006	10	філія "Карпатська"	29,5 л ва 100 км, 4,3 л на 1 км/год	25,13	301,55	0,00	Неможливість подальшої експлуатації через погані технічний стан автомобіля	Підіймач АТП-18 ва Basf Ivesco Daily (4x4)	2260,00	14,0 л, 2,7 л на 1 км/год	44,1
18	ГАЗ-53.12 ВС-18МС	вант. автопідіймач-С	1988	10	філія "Павленка"	30,09/3,5	0,85	141,10	0,00	Неможливість подальшої експлуатації через погані технічний стан автомобіля	Шасі автомобіля Ivesco Daily (4x4)	1650,00	14,0 л, 3,0 л ва 1 км/год	25,1

4.6.2. Розрахунок економічної ефективності закупівлі колісної техніки на прогностичний період

№ з/п	Мерка колісної техніки, що підлягає заміні	Марка колісної техніки, що пропонується на заміну	Вартість нової одиниці колісної техніки, що пропонується на заміну, тис. грн (без ПДВ)	Очікуваний річний економічний ефект (тис. грн без ПДВ) від:					Строк окупності, років
				економії: витрат на паливно-мастильні матеріали	зменшення витрат на технічне обслуговування і ремонт	зменшення інших витрат	зменшення затрат на закупівлю автомобільних шин за рахунок збільшення їх норми пробігу	загальний очікуваний економічний ефект від заміни колісної техніки	
1	2	3	4	5	6	7	8	9=5+6+7+8	10=4/9
1	Автопідійомник ВС-18	Підійомник АПТ-18 на базі Iveco Daily (4x4)	2137,37	81,85	315,14	0	0	396,99	5,38
2	Бригадний автомобіль (бортовий малотонів)	Автомобіль бригадний «Renault Master»	721,33	20,83	86,40	0	0	107,23	6,73
3	Бригадний автомобіль (мікроавтобусD)	Автомобіль бригадний «Renault Master»	721,33	17,17	72,00	0	0	89,17	8,09
4	Бригадний автомобіль (вантажко-пасажирський С)	Автомобіль бригадний «Renault Master»	721,33	20,83	86,40	0	0	107,23	6,73
5	Бригадний автомобіль (вантажко-пасажирський С)	Автомобіль бригадний «Renault Master»	721,33	20,83	86,40	0	0	107,23	6,73
6	Автолабораторія	Автомобіль бригадний «Renault Trafic»	713,40	39,09	117,20	0	0	156,29	4,56
7	Автолабораторія (фургонС)	Автолабораторія на базі «Renault Master»	757,00	70,89	126,00	0	0	196,89	3,84
8	Автолабораторія (фургонС)	Автолабораторія на базі фургову «Renault Master»	715,68	25,58	116,00	0	0	141,58	5,05
9	Підійомник	Автогідроциліндик Comet 19м, з установкою на базі шасі Iveco Daily (7 місць)	1825,00	80,08	122,40	0	0	202,48	9,01
10	Підійомник	Автогідроциліндик Comet 19м, з установкою на базі шасі Iveco Daily (7 місць)	1825,00	80,08	122,40	0	0	202,48	9,01
11	Підійомник	Автогідроциліндик Comet 19м, з установкою на базі шасі Iveco Daily (3 місць)	1717,50	80,08	115,00	0	0	195,08	8,80
12	Бригадний автомобіль (мікроавтобусD)	Автомобіль бригадний Mitsubishi L200	764,31	36,54	72,00	0	0	108,54	7,04
13	Бригадний автомобіль (мікроавтобусD)	Автомобіль бригадний Mitsubishi L200	764,31	36,54	72,00	0	0	108,54	7,04
14	Бригадний автомобіль (легк.вант.пасажир В)	Автомобіль бригадний Mitsubishi L200	764,31	36,54	72,00	0	0	108,54	7,04
15	Бригадний автомобіль (мікроавтобусD)	Автомобіль бригадний Mitsubishi L200	764,31	36,54	72,00	0	0	108,54	7,04
16	Бригадний автомобіль (мікроавтобусD)	Автомобіль бригадний Mitsubishi L200	764,31	36,54	72,00	0	0	108,54	7,04
7	підіймач монтажний (гідроциліндик)	Підійомник АПТ-18 на базі Iveco Daily (4x4)	2260,00	80,08	257,50	0	0	337,58	6,69
18	вант. автопідійомник-С	Шасі автомобіля Iveco Daily (4x4)	1650,00	81,85	115,97	0	0	197,82	8,34

4.7. Витрати електричної енергії*

Показник	2015			2016			2017		
	млн кВт·год	млн грн	%	млн кВт·год	млн грн	%	млн кВт·год	млн грн	%
Фактичне надходження електричної енергії	Усього	2 498,29	100,00%	2 598,49	-	100,00%	2 993,06	-	100,00%
	у т.ч.:								
	1 клас	641,02	25,66%	698,44	-	26,88%	1 103,84	-	36,88%
	2 клас	1 857,28	74,34%	1 900,05	-	73,12%	1 889,22	-	63,12%
Нормативні технологічні витрати	Усього	390,29	15,62%	397,01	248,87	15,28%	383,95	319,19	12,83%
	у т.ч.:								
	1 клас	128,00	5,12%	127,40	79,86	4,90%	124,59	103,58	4,16%
	2 клас	262,29	10,50%	269,62	169,01	10,38%	259,36	215,61	8,67%
Небаланс**	Усього	-74,48	-2,98%	-78,75	-103,10	-3,03%	-73,29	-105,33	-2,45%
	у т.ч.:								
	1 клас	-42,04	-1,68%	-44,56	-58,33	-1,71%	-40,22	-57,80	-1,34%
	2 клас	-32,44	-1,30%	-34,19	-44,76	-1,32%	-33,08	-47,54	-1,11%
Показник	2018			2019			2020		
	млн кВт·год	млн грн	%	млн кВт·год	млн грн	%	млн кВт·год	млн грн	%
Фактичне надходження електричної енергії	Усього	3 452,99	100,00%	2 665,07	-	100,00%	2 590,12	-	100,00%
	у т.ч.:								
	1 клас	1 483,23	42,96%	727,92	99,80	27,31%	719,09	-	27,76%
	2 клас	1 969,76	57,04%	1 937,15	-	72,69%	1 871,03	-	72,24%
Нормативні технологічні витрати	Усього	378,13	10,95%	363,15	319,19	13,63%	333,63	319,19	12,88%
	у т.ч.:								
	1 клас	112,97	3,27%	113,55	99,80	4,26%	98,85	94,58	3,82%
	2 клас	265,16	7,68%	249,60	219,39	9,37%	234,78	224,62	9,06%
Небаланс**	Усього	-90,94	-2,63%	-42,42	-105,33	-1,59%	-32,15	-105,33	-1,24%
	у т.ч.:								
	1 клас	-37,78	-1,09%	-22,13	-54,94	-0,83%	-17,97	-58,88	-0,69%
	2 клас	-53,16	-1,54%	-20,29	-50,39	-0,76%	-14,18	-46,46	-0,55%

*Колонки „млн кВт·год” та „%” заповнюються відповідно до форми ІБ-ТВЕ. Колонка „млн грн” заповнюється тільки для рядків „Нормативні технологічні витрати” та „Небаланс”, при цьому розрахунок вартості здійснюється шляхом додавання помісячних даних економії (збитків), отриманих ліцензіатом внаслідок різниці між фактичними та нормативними витратами. Місячний обсяг економії (збитків), отриманих ліцензіатом, розраховується як добуток обсягів дебалансу електричної енергії та фактичної середньозваженої оптової ринкової ціни, яка розрахована відповідно до Правил Оптового ринку електричної енергії України.

**Різниця між звітним значенням технологічних витрат електричної енергії та нормативним значенням технологічних витрат електричної енергії.

**4.8. Загальна характеристика ліцензіата
в динаміці за останні п'ять років**

№ з/п	Параметри	Рік*				
		2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6	7
1	Площа території, на якій здійснюється ліцензована діяльність, км ²	13 928	13 928	13 928	13 928	13 928
2	Кількість споживачів (абонентів) ліцензіата:	552 479	555 556	560 094	563 505	567 850
	в тому числі по 2 класу напруги	552 461	555 541	560 072	563 468	567 809
	з них населення	532 114	534 257	538 355	543 083	545 369
3	Загальна довжина електричних мереж, км	27 108	27 162	27 322	26 304	26 429
	з них повітряних:	25 505	25 533	25 657	24 539	24 634
	110 кВ	1 001	1 032	1 032	1 032	1 032
	35 кВ	1 191	1 191	1 191	1 193	1 193
	6/10 кВ	7 276	7 289	7 316	7 335	7 355
	0,38 кВ	16 037	16 021	16 118	14 979	15 054
	кабелі:	1 603	1 629	1 665	1 765	1 795
	110 кВ	0	0	0	0	0
	35 кВ	0	0	0	0	0
4	Сумарна потужність власних трансформаторів, МВА:	3 146,53	3 213,00	3 268,70	3 292,67	3 323,92
	110 кВ	1 161,20	1 201,00	1 201,20	1 201,20	1 201,2
	35 кВ	632,10	630	629,86	639,06	655,06
	6/10 кВ	1 353,23	1 382,00	1 437,64	1 452,41	1 467,66
5	Середньооблікова чисельність персоналу, осіб	3 004	3 044	2 891	2 836	2 972
	в тому числі з передачі	2 235	2 866	2 708	2 836	2 972
6	Нормативна чисельність персоналу, осіб	3 732	3 732	3 732	3 732	3 732
7	Середньомісячна заробітна плата працівників, грн	7 606	8 523	10 600	13 436	15 568
8	Річний обсяг передачі електроенергії, млн. кВт.год	2 272,51	2 674,76	3 157,64	2 352,03	2 303,62
	прогноз	2 110,84	2 227,88	2 344,92	2 381,08	2 303,62
	факт	2 272,51	2 674,76	3 157,64	2 352,03	2 303,62
9	Річна виручка від передачі електроенергії, тис.грн	488 164,56	623 706,00	623 706,00	1 326 419	1 764 160
10	Операційні витрати з передачі електроенергії, тис.грн	510 720,00	635 094,00	761 278,00	1 389 746	1 764 160
11	Річний обсяг постачання електроенергії, млн. кВт.год	1 740,99	1 761,10	1 914,15	X	X
	прогноз	1 592,77	1 670,86	1 724,35	X	X
	факт	1 740,99	1 761,10	1 914,15	X	X
12	Річна виручка від постачання електроенергії, тис.грн	88 417,28	42 044,00	46 142,00	X	X
13	Операційні витрати з постачання електроенергії, тис.грн	90 633,00	69 936,00	63 436,00	X	X
14	Прибуток усього, тис.грн	-24 771,16	-39 280,00	-154 866,00	-63 327	0
	від діяльності з передачі	-22 555,44	-11 388,00	-137 572,00	-63 327	0
	від діяльності з постачання	-2 215,72	-27 892,00	-17 294,00	X	X
15	База нарахування прибутку, тис. грн	0	0	0	0	0
16	Сума залучених інвестицій, тис.грн	0	0	0	0	0
17	Норма прибутку на базу нарахування, %	0	0	0	0	0
18	Втрати електричної енергії в мережах, %	12,25	10,38	8,32	11,75	11,64
19	Понаднормативні втрати, %	-3,03	-2,45	-2,63%	-1,88%	-1,24%
20	Обсяг основних фондів з умовних ліній електропередач	110 428	112 132	114 044	112 833	113 633
	Підстанцій	43 437	43 744	43 880	41 644	41 951
	Релейного захисту та автоматики	49 832	50 741	51 071	51 452	51 861
	Релейного захисту та автоматики	0	0	0	0	0
	Зв'язку та обчислювальної техніки	17 158	17 647	19 093	19 736	19 821

* У колонках зазначити відповідні роки.

** Без довжини вводів в індивідуальні житлові будинки та довжини внутрішньобудинкових мереж.

5. Загальний опис робіт

№ з/п	Цільові програми	Усього на 2021-2025 роки		У т.ч. по роках:					
		тис.грн. (без ПДВ)	%	2021		2022	2023	2024	2025
				тис.грн. (без ПДВ)	%	тис.грн. (без ПДВ)	тис.грн. (без ПДВ)	тис.грн. (без ПДВ)	тис.грн. (без ПДВ)
1	Будівництво, модернізація та реконструкція електричних мереж та обладнання	2 738 176,00	72,43%	337 179,00	67,87%	462 963,50	558 472,25	652 890,75	726 670,50
2	Заходи зі зняження нетехнічних витрат електричної енергії	585 096,71	15,48%	93 997,31	18,92%	98 492,70	116 694,45	130 578,15	145 334,10
3	Впровадження та розвиток автоматизованих систем диспетчерсько-технологічного керування (АСДТК)	139 095,51	3,68%	7 270,25	1,46%	34 849,27	44 669,45	25 021,98	27 284,56
4	Впровадження та розвиток інформаційних технологій	101 849,95	2,69%	13 845,74	2,79%	16 653,45	21 513,60	23 437,72	26 399,45
5	Впровадження та розвиток систем зв'язку	35 431,86	0,94%	6 902,93	1,39%	4 596,33	8 026,79	7 952,91	7 952,91
6	Модернізація та закупівля колісної техніки	115 610,02	3,06%	22 758,12	4,58%	18 000,00	19 669,45	26 115,63	29 066,82
7	Інше	65 414,69	1,73%	14 862,65	2,99%	30 204,43	5 786,30	6 198,55	8 362,76
	Усього	3 780 674,74	100,00%	496 816,00	100,00%	665 759,67	774 832,27	872 195,69	971 071,10

Заступник Голови Правління

" " _____ 20__ року



Костюк В.В.

3.1.1. Обсяги будівництва, реконструкції та модернізації об'єктів електроенергетики на протяжний період

№ з/п	Ідентифікатор номер об'єкта	Найменування електрооб'єкта, його місцезнаходження та потужність	Вартість однієї одиниці продукції (тис. грн. без ПДВ)	Обсяги робіт та капіталоємність ПЛ, КЛ/ПС		Називність проекційної документації (дата і номер документа про її затвердження) *	Спосіб виконання робіт (підрядний/ господарський)	Рік будівництва або модернізації/ реконструкції	Примітка
				км / шт	тис. грн. (без ПДВ)				
1	2	3	4,00	5,00	6,00	7	8	9	10
1.1		ПЛ-110 (150) кВ, усього будівництва, усього							
1.2		реконструкція, усього							
2		ПЛ-35 кВ, усього							
2.1		будівництва, усього							
2.2		реконструкція, усього							
3		ПЛ-6 (10) кВ, усього	42 217,13						
3.1		будівництва, усього							
3.2		реконструкція, усього			42 217,13				
3.2.1		Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ ПС Косів-КР 427 пр.Соколяки в мережах Косівського РЕМ	923,99	3,11	2 869,91	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрядний		
3.2.2		Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ ПС Яворів-ПІ 501 пр.Сидіваха Косівського району Івано-Франківської області в мережах Косівського РЕМ	863,92	3,18	2 744,68	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрядний		
3.2.3		Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Буркут с. Демброви Верховинського району Івано-Франківської області	480,61	2,77	1 329,38	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрядний		
3.2.4		Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Буркут с. Буркут с. Шибене Верховинського району Івано-Франківської області	780,06	6,59	5 138,23	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрядний		
3.2.5		Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Ясків с.гт. Верховани Верховинського р-ну	1 516,89	2,67	4 044,04	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрядний		
3.2.6		Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Ясків с. Верховий Ясків Верховинського р-ну	708,59	3,05	2 160,48	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрядний		
3.2.7		Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Ясків с. Черетів Верховинського р-ну	385,13	0,36	137,11	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрядний		
3.2.8		Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ "Войгут"	2 027,57	2,22	4 503,24	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрядний		
3.2.9		Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ "Кремеш"	1 283,63	7,14	9 168,98	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрядний		
3.2.10		Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ "Воропена"	466,20	1,03	481,12	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрядний		
3.2.11		Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ ПС Ямла-ЗПІ 8 пр.Рігна (Яремчанський РЕМ)	780,00	1,92	1 496,04	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрядний		
3.2.12		Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ ПС Воронка-ЗПІ 211 пр.ТП-211 (Яремчанський РЕМ)	1 609,41	0,63	1 018,76	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрядний		
3.2.13		Встановлення реконсуера на ЛЕП-10кВ пр. Лисів від ПС 35 кВ "Болесла"	469,92	1,00	469,92	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрядний		
3.2.14		Встановлення реконсуера на ЛЕП-10кВ пр.Мізура від ПС 35 кВ "Витюла"	469,92	1,00	469,92	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрядний		
3.2.15		Встановлення реконсуера на ЛЕП-10кВ пр. Чорий Соляк від ПС 35 кВ "Делатин"	469,92	1,00	469,92	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрядний		
3.2.16		Встановлення реконсуера на ЛЕП-10кВ пр. Мизулишин від ПС 110 кВ "Ямла"	469,92	1,00	469,92	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрядний		
3.2.17		Встановлення реконсуера на ЛЕП-10кВ пр. Березів від ПС 110 кВ "Яблунів"	469,92	1,00	469,92	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрядний		
3.2.18		Встановлення реконсуера на ЛЕП-10кВ пр. Чертанівка від ПС 110 кВ "Косів"	469,92	1,00	469,92	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрядний		
3.2.19		Встановлення реконсуера на ЛЕП-10кВ пр. Соколяки від ПС 110 кВ "Косів"	469,92	1,00	469,92	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрядний		
3.2.20		Встановлення реконсуера на ЛЕП-10кВ пр. Буркути від ПС 35 кВ "Косів"	469,92	1,00	469,92	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрядний		

3.2.21	Встановлення реклоузера на ЛЕПТ-10кВ пр.Космак від ІПС 35 кВ "Космак"	469,92	1,00	469,92	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
3.2.22	Встановлення реклоузера на ЛЕПТ-10кВ пр.В. Рожан від ІПС 35 кВ "Кута"	469,92	1,00	469,92	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
3.2.23	Встановлення реклоузера на ЛЕПТ-10кВ пр.Висоїв від ІПС 35кВ "Цуналі"	469,92	1,00	469,92	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
3.2.24	Встановлення реклоузера на ЛЕПТ-10кВ пр.Миколаїв від ІПС 35кВ "Шандра"	469,92	1,00	469,92	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
3.2.25	Встановлення реклоузера на ЛЕПТ-10кВ пр.Бабче від ІПС 35кВ "Солохашів"	469,92	1,00	469,92	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
3.2.26	Встановлення реклоузера на ЛЕПТ-10кВ пр.Красне від ІПС 110кВ "Червоноск"	508,14	1,00	508,14	Наказ 534 від 13.08.2019	підрайоний
3.2.27	Встановлення реклоузера на ЛЕПТ-10кВ пр.Погорідь від ІПС 35кВ "Струтин"	508,14	1,00	508,14	Наказ 534 від 13.08.2019	підрайоний
4	ІІІ-0,4 кВ, усього			50 838,62		
4.1	Будівництво, усього					
4.1.1	Будівництво ІІІ-0,4 кВ голки проводом					
4.1.2	Будівництво ІІІ-0,4 кВ самоутриманих ізольованих проводом					
4.2	реконструкція, усього					
4.2.1	Ремонструція ІІІ-0,4 кВ голки проводом			50 838,62		
4.2.2	реконструкція ІІІ-0,4 кВ самоутриманих ізольованих проводом					
4.2.2.1	Технічне переоснащення ІІІ-0,4 кВ від КТП-252 з застосуванням самоутриманих ізольованих проводів в с.Ростоків Косівського району Івано-Франківської області	755,45	4,09	3 086,78	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
4.2.2.2	Технічне переоснащення ІІІ-0,4 кВ від КТП-164 з застосуванням самоутриманих ізольованих проводів в с.Долнина Тлумачського району Івано-Франківської області	691,82	5,37	3 712,98	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
4.2.2.3	Технічне переоснащення ІІІ-0,4 кВ від ТП-160 з застосуванням самоутриманих ізольованих проводів в с.Братківці Тлумачського району Івано-Франківської області	1 260,95	0,26	321,54	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
4.2.2.4	Технічне переоснащення ІІІ-0,4 кВ від ТП-38 з застосуванням самоутриманих ізольованих проводів в с.Врагівці Тлумачського району Івано-Франківської області	1 055,96	6,00	6 334,71	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
4.2.2.5	Технічне переоснащення ІІІ-0,4 кВ від ТП-39 з застосуванням самоутриманих ізольованих проводів в с.Братківці Тлумачського району Івано-Франківської області	955,77	3,07	2 937,09	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
4.2.2.6	Технічне переоснащення ІІІ-0,4 кВ від ТП-40 з застосуванням самоутриманих ізольованих проводів в с.Братківці Тлумачського району Івано-Франківської області	756,55	5,04	3 810,73	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
4.2.2.7	Технічне переоснащення ІІІ-0,4 кВ від КТП-169 з застосуванням самоутриманих ізольованих проводів в с.Солухів Долинянського району Івано-Франківської області	648,97	5,61	3 640,71	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
4.2.2.8	Технічне переоснащення ІІІ-0,4 кВ від КТП-53 з застосуванням самоутриманих ізольованих проводів в с.Солухів Долинянського району Івано-Франківської області	695,88	4,93	3 428,62	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
4.2.2.9	Технічне переоснащення ІІІ-0,4 кВ від КТП-160 з застосуванням СІП в с.Поляка Богородицького району	895,62	3,64	3 261,83	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
4.2.2.10	Технічне переоснащення ІІІ-0,4 кВ від КТП-276 з застосуванням СІП в с.Старуля Богородицького району	788,49	5,02	3 961,38	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
4.2.2.11	Технічне переоснащення ІІІ-0,4 кВ від КТП-84 з застосуванням СІП в с.Глибочок Богородицького району	901,13	4,26	3 841,50	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
4.2.2.12	Технічне переоснащення ІІІ-0,4 кВ від КТП-261 с.м.т.Кут (Косівський РЕМ)	818,97	3,67	3 007,27	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
4.2.2.13	Ремонструція ІІІ-0,4 кВ від ТП-16 с.Степанівка Клавського району	690,89	13,74	9 493,47	Наказ № 390 від 12.08.2022	підрайоний
5	КЛ-110 кВ, усього					
5.1	Будівництво, усього					
5.2	реконструкція, усього					
6	КЛ-35 кВ, усього					
6.1	будівництво, усього					
6.2	реконструкція, усього					
7	КЛ-6 (10) кВ, усього					
7.1	будівництво, усього			17 337,37		
7.2	реконструкція, усього			17 337,37		

7.2.2	Технічне переоснащення КЛ-6 кВ "ПС НБМР - ПП-419" в м.Калуш	2 774,71	1,13	3 124,33	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
7.2.3	Технічне переоснащення КЛ-6 кВ "ПП-419 - РП-5" в м.Калуш	2 744,51	0,77	2 113,27	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
7.2.4	Реконструкція КЛ-10 кВ "ЗТП-489 - ГХТП-29" в с. Задіптерівськ Галицького району	1 246,41	0,32	392,62	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
7.2.5	Технічне переоснащення мережі 10 кВ в с.Полізнах Ярочанської загосп.обл. Івано-Франківської обл. із переведенням відновлювальної ПС 35 кВ Палашич	1 475,85	5,11	7 541,61	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
7.2.6	Технічне переоснащення КЛ-6 кВ від ПС 110/35/6 кВ "Коломия" - РП-1 №2 в м.Коломия Івано-Франківської області	1 453,43	2,87	4 165,54	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
8	КЛ-0,4 кВ, усього					
8.1	будівництво, усього			5 601,93		
8.2	реконструкція, усього					
8.2.1	Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ЗТП-27 в м. Яроче Івано-Франківської області	1 073,27	1,13	1 209,57	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
8.2.2	Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ ПП-434 м.Івано-Франківське вул.Дівіська	2 596,20	0,20	506,26	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
8.2.3	Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ЖБ Лівська 7а до Коновалух 90 м. Івано-Франківськ	2 101,37	0,23	483,36	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
8.2.4	Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ПП-434 до Матейка 29,33 м. Івано-Франківськ	1 801,07	0,28	506,10	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
8.2.5	Технічне переоснащення КЛ-0,4кВ від ПП-187 до Франка 3,5,7 м. Івано-Франківськ	2 101,52	0,48	1 010,83	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
8.2.6	Технічне переоснащення КЛ-0,4кВ від ПП-59 до Червоного 1,2,3,4,5,6,7,9 м. Івано-Франківськ	3 283,80	0,25	807,82	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
8.2.7	Технічне переоснащення КЛ-0,4кВ від ПП-59 до Червоного 1,2,3,4,5,6,7,9 м. Івано-Франківськ	2 328,29	0,46	1 078,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
9.	ПС з висхідною напругою 110(150) кВ, усього			156 546,76		
9.1	будівництво, усього					
9.2	реконструкція, усього			150 524,25		
9.2.1	Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Ворехта", смт.Ворехта Ярочанської загосп.обл. Івано-Франківської області (перехідний проект з ПП-2020)	41 975,00	0,66	27 551,00	наказ 534 від 13.08.2019	підприємий
9.2.2	Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Крихітці"	97 889,99	1,00	97 889,99	наказ 534 від 13.08.2021	підприємий
9.2.3	Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Галич" із заміною силового трансформатора	23 483,26	1,00	23 483,26	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
9.2.4	Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Рожів"	1 596,00	1,00	1 596,00	Наказ 534 від 13.08.2019	підприємий
9.3	модернізація, усього			6 022,51		
9.3.1	Модернізація (технічне переоснащення) ПС Бурштин 110 кВ з заміною масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні	1 003,75	6,00	6 022,51	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
10	ПС з висхідною напругою 35 кВ усього			15 365,90		
10.1	будівництво, усього					
10.2	реконструкція, усього			7 883,01		
10.2.1	Реконструкція ПС 35/10 кВ "Мелітос" з заміною силового трансформатора, м. Галич, Івано-Франківської обл.	3 831,91	1,00	3 831,91	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
10.2.2	Реконструкція ПС 35/10 кВ "Ісакія" з заміною силового трансформатора, с. Ісакія, Івано-Франківської обл.	4 051,10	1,00	4 051,10	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
10.3	модернізація, усього			7 482,89		
10.3.1	Модернізація (технічне переоснащення) ПС Підгір'я 35 кВ з заміною масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні	191,40	8,00	1 531,23	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
10.3.2	Модернізація (технічне переоснащення) ПС Гасмениця 35 кВ з заміною масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні	191,40	6,00	1 148,40	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий

10.3.3	Модернізація (технічне переоснащення) ПС Печерівка 35 кВ з замінюю місцевих ліній на 10 кВ на вакуумні	191,40	7,00	1 339,80	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
10.3.4	Модернізація (технічне переоснащення) ПС Товмачих 33 кВ з замінюю місцевих ліній на 10 кВ на вакуумні	191,40	9,00	1 722,60	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
10.3.5	Модернізація (технічне переоснащення) ПС Брочків 35 кВ з замінюю місцевих ліній на 10 кВ на вакуумні	248,70	7,00	1 740,87	Наказ 534 від 13.08.2019	підприємий
11						
11.1	ТП ПЛ-6 (10) кВ, усього			40 414,23		
	будівництво, усього			18 042,35		
11.1.1	Будівництво розв'язувальної ТП-10/0,4 кВ для розв'язання ТП-174, с.В.Березів, Косівського району, Косівської СЕМ філії "Карпатська", ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектаного ТП 10/0,4 кВ	679,21	1,00	679,21	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
11.1.2	Будівництво розв'язувальної ТП-10/0,4 кВ для розв'язання ТП-179, с.Косич, Косівського району, Косівської СЕМ філії "Карпатська", ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектаного ТП 10/0,4 кВ	359,87	1,00	359,87	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
11.1.3	Будівництво розв'язувальної ТП-10/0,4 кВ для розв'язання ТП-131, пр.Катмарів, Верховицького району, філії "Карпатська", ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ	287,84	1,00	287,84	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
11.1.4	Будівництво розв'язувальної ТП-10/0,4 кВ для розв'язання ТП-33, с.Яворів, Косівського району, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектаного ТП 10/0,4 кВ	496,87	1,00	496,87	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
11.1.5	Будівництво розв'язувальної ТП-10/0,4 кВ для розв'язання ТП-9, с.Старий Косів, Косівського району, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектаного ТП 10/0,4 кВ	375,37	1,00	375,37	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
11.1.6	Будівництво розв'язувальної ТП-10/0,4 кВ для розв'язання ТП-45, с.Пасичів, Надвірнянського району, філії "Трищина", ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ	377,75	1,00	377,75	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
11.1.7	Будівництво розв'язувальної ТП-10/0,4 кВ для розв'язання ТП-50, с.Чернях, Надвірнянського району, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ	282,81	1,00	282,81	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
11.1.8	Будівництво розв'язувальної ТП-10/0,4 кВ для розв'язання ТП-93, с.Перерів, Надвірнянського району, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ	363,85	1,00	363,85	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
11.1.9	Будівництво розв'язувальної ТП-10/0,4 кВ для розв'язання ТП-199, с.Розкілля, Коломийського району, філії "Коломийська", ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ	543,27	1,00	543,27	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
11.1.10	Будівництво розв'язувальної ТП-10/0,4 кВ для розв'язання ТП-37, с.Підгайочки, Коломийського району, філії "Коломийська", ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ	357,74	1,00	357,74	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
11.1.11	Будівництво розв'язувальної ТП-10/0,4 кВ для розв'язання ТП-285, с.Виноград, Коломийського району, філії "Коломийська", ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ	817,07	1,00	817,07	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
11.1.12	Будівництво розв'язувальної ТП-10/0,4 кВ для розв'язання ТП-234, с.Черемків, Коломийського району, філії "Коломийська", ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ	390,01	1,00	390,01	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
11.1.13	Будівництво розв'язувальної ТП-10/0,4 кВ для розв'язання ТП-511, с.Ільці, Коломийського району, філії "Коломийська", ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ	299,31	1,00	299,31	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
11.1.14	Будівництво розв'язувальної ТП-10/0,4 кВ для розв'язання ТП-94, с.Гола, Коломийського району, філії "Коломийська", ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ	397,38	1,00	397,38	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
11.1.15	Будівництво розв'язувальної ТП-10/0,4 кВ для розв'язання ТП-11, с.Ст.Лисівка, Тисменицького району, філії "Центральна", ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ	202,53	1,00	202,53	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
11.1.16	Будівництво розв'язувальної ТП-10/0,4 кВ для розв'язання ТП-468, с.Крушів, Тисменицького району, філії "Центральна", ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ	984,10	1,00	984,10	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
11.1.17	Будівництво розв'язувальної ТП-10/0,4 кВ для розв'язання ТП-595, с.Крушів, Тисменицького району, філії "Центральна", ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ	666,32	1,00	666,32	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий
11.1.18	Будівництво розв'язувальної ТП-10/0,4 кВ для розв'язання ТП-108, с.Забіт, Калуського району, філії "Забіт", ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ	332,86	1,00	332,86	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємий

11.1.19	Розв'язкувальна ТП 10/0,4кВ для розв'язання ТП-18, с.Збірна Калузького району ЛЬП-10кВ, ПЛ-0,4кВ	979,43	1,00	979,43	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.1.20	Розв'язкувальна ТП 10/0,4кВ для розв'язання ТП-57, с. Гребін, Рожнятівського району, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудової ТП 10/0,4 кВ	916,74	1,00	916,74	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.1.21	Розв'язкувальна ТП 10/0,4кВ для розв'язання ТП-353, с. Кавказів Коломийського району ПЛ-10кВ, ПЛ-0,4кВ для підключення побудової ТП 10/0,4кВ	597,89	1,00	597,89	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.1.22	Розв'язкувальна ТП 10/0,4кВ для розв'язання ТП-6 ЛЕ-2, ТП-4 ЛЕ-6 м. Ярмоше ПЛ-10кВ, ПЛ-0,4кВ для підключення побудової ТП 10/0,4кВ	576,35	1,00	576,35	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.1.23	Розв'язкувальна ТП 10/0,4кВ для розв'язання ТП-187 ЛЕ-1 в с. Космак Косівського району та ПЛ-10кВ, ПЛ-0,4кВ для підключення побудової ТП 10/0,4кВ	544,71	1,00	544,71	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.1.24	Розв'язкувальна ТП 10/0,4кВ для підключення побудової ТП 10/0,4кВ	383,62	1,00	383,62	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.1.25	Розв'язкувальна ТП 10/0,4кВ для підключення побудової ТП 10/0,4кВ	413,37	1,00	413,37	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.1.26	Розв'язкувальна ТП 10/0,4кВ для розв'язання ТП-185 в с. Хом'яківка Станіславського району ЛЕП-10кВ, ПЛ-0,4кВ для підключення побудової ТП 10/0,4кВ	298,81	1,00	265,40	Наказ № 317 від 18.05.2021	підприємств
11.1.27	Будівництво розв'язкувальної ТП для розв'язання ТП-16 с.Кавказів філії Центральна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудової ТП 10/0,4 кВ	357,81	1,00	314,93	Наказ № 317 від 18.05.2021	підприємств
11.1.28	Будівництво розв'язкувальної ТП для розв'язання ТП-306 с.Галанич філії Засілля, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудової ТП 10/0,4 кВ	336,73	1,00	297,30	Наказ № 317 від 18.05.2021	підприємств
11.1.29	Будівництво розв'язкувальної ТП для розв'язання ТП-236 с.Сьуричів філії Центральна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудової ТП 10/0,4 кВ	1 122,32	1,00	930,65	Наказ № 317 від 18.05.2021	підприємств
11.1.30	Будівництво розв'язкувальної ТП для розв'язання ТП-210 с.Уграня філії Центральна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудової ТП 10/0,4 кВ	557,47	1,00	509,54	Наказ № 317 від 18.05.2021	підприємств
11.1.31	Будівництво розв'язкувальної ТП для розв'язання ТП-132 та ТП-475 с.Добричів філії Південна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудової ТП 10/0,4 кВ	271,12	1,00	243,66	Наказ № 317 від 18.05.2021	підприємств
11.1.32	Будівництво розв'язкувальної ТП для розв'язання ТП-51 с.Мостове філії Засілля, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудової ТП 10/0,4 кВ	708,68	1,00	598,45	Наказ № 317 від 18.05.2021	підприємств
11.1.33	Розв'язкувальна ТП-10/0,4 для розв'язання ТП-105, ТП-183, ТП-104 та ТП-491, в с. Крестів, Навітрянського району, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудової ТП 10/0,4 кВ	2 255,95	1,00	2 255,95	Наказ 534 від 13.08.2019	підприємств
11.2	реконструкція, усього			2 190,04		
11.2.1	Реконструкція ПЛ-3 м.Калуш					
11.2.2	Технічне переоснащення ТП-165 с.Яворів Доліньського району з переводженням з напруги 6кВ на 10кВ та будівництвом лінійки ПЛ-10кВ тр.Якубів від ПС 35кВ "Надліс"	919,93	1,00	919,93	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3	модернізація, усього			1 270,11	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1	Модернізація ТП із зміною напруги та складного трансформатора на ТМГСО-100/10(6)/0,4-У1, У/У-0			20 181,84		
11.3.1.1	КТП-19 с.Вербівка Рожнятівського району філії Засілля	222,14	27,00	5 997,78	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.2	КТП-51 с. Стас Рожнятівського району філії Засілля (ЛКТП)	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.3	КТП-97 с.Рілля Рожнятівського району філії Засілля	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.4	КТП-165 тр. Ривалівка Верховнянського району філії Карпатська	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.5	КТП-83 с. Зелене Верховнянського району філії Карпатська (ЛКТП)	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.6	КТП-247 с. Ростопи Косівського району філії Карпатська	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.7	КТП-249 с. Ростопи Косівського району філії Карпатська	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.8	КТП-35 с. Рожня Косівського району філії Карпатська	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.9	КТП-58 с. Рілля Косівського району філії Карпатська	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств

11.3.1.10		КТП-85 с. Шаліт Косівського району філії Карпатська	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.11		КТП-89 с. Город Косівського району філії Карпатська	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.12		КТП-376 с. Ізвинівка Богородчанського району філії Підляська	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.13		КТП-231 с. Макушівка Яремчанської міської ради філії Підляська	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.14		КТП-108 с. Олександрів Сватківського району філії Східна	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.15		КТП-119 с. Збаразька Сватківського району філії Східна	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.16		КТП-144 с. Олександрів Сватківського району філії Східна	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.17		КТП-157 с. Тушків Сватківського району філії Східна	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.18		КТП-268 с. Трофанівка Сватківського району філії Східна	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.19		КТП-363 м. Ситків Сватківського району філії Східна	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.20		КТП-478 с. Любівка Сватківського району філії Східна	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.21		КТП-89 с. Степанів Сватківського району філії Східна	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.22		КТП-109 с. Мельники Тлумачського району філії Східна	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.23		КТП-270 с. Гоголів Тульчинського району філії Східна	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.24		КТП-150 с. Ст.Лисець Тлумачського району філії Центральна	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.25		КТП-274 с. Колодівка Тлумачського району філії Центральна	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.26		КТП-176 с. Хохолів Галицького району філії Північна	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.1.27		КТП-116 с. Рудя Рогатинського району філії Північна	222,14	1,00	222,14	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.2	Модернізація ТП із заміною шини та силового трансформатора на ТМГО-160(10)0,4-У1, У1У-0		229,79	9,00	2 068,12	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.2.1		КТП-54 с. М. Тур'я Долинського району філії Західна (ГКПП)	229,79	1,00	229,79	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.2.2		ГКПП-80 с. Кропивник Долинського району філії Західна (ГКПП)	229,79	1,00	229,79	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.2.3		КТП-238 х. Кузьмінків Рожатинського району філії Західна	229,79	1,00	229,79	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.2.4		КТП-194 с. Косачів Косівського району філії Карпатська (ГКПП)	229,79	1,00	229,79	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.2.5		КТП-239 с. Тедрів Косівського району філії Карпатська	229,79	1,00	229,79	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.2.6		ГКПП-158 с. Попорівці Городоцького району філії Східна (ГКПП)	229,79	1,00	229,79	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.2.7		КТП-329 м. Ситків Сватківського району філії Східна (ГКПП)	229,79	1,00	229,79	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.2.8		КТП-388 м. Ситків Сватківського району філії Східна (ГКПП)	229,79	1,00	229,79	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.2.9		КТП-195 с. Велика Голубівка Городоцького району філії Північна	229,79	1,00	229,79	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.3	Модернізація ТП із заміною шини та силового трансформатора на ТМГО-250(10)0,4-У1, У1У-0		254,51	6,00	1 527,06	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.3.1		ГКПП-401 м. Навітря Надвірнянського району філії Підляська (ГКПП)	254,51	1,00	254,51	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.3.2		КТП-190 с. Слободинівка Богородчанського району філії Підляська	254,51	1,00	254,51	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств

11.3.3.3	КТП-150 с. Дзурів Сватівського району філії Східна (ДЖТП)	254,51	1,00	254,51	1,00	254,51	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.3.4	КТП-217 с. Угоринка Тасменівського району філії Центральна	254,51	1,00	254,51	1,00	254,51	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.3.5	КТП-342 с. Чорнолізі Тасменівського району філії Центральна	254,51	1,00	254,51	1,00	254,51	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.3.6	ТП-52 с. Драгомирівка Тасменівського району філії Центральна	254,51	1,00	254,51	1,00	254,51	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4	Модернізація ТП із замінено силового трансформатора на ТМГСО-100/10(6)0,4-У1, УУУ-0	76,00	29,00	76,00	29,00	2 204,03	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.1	КТП-101 с. Перекоск Т-1 Калуського району філії Західна	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.2	КТП-106 с. Панахатин Т-1 Калуського району філії Західна	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.3	КТП-143 с. Гребівка Т-1 Калуського району філії Західна	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.4	ТП-131 с. Вістова Т-1 Калуського району філії Західна	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.5	КТП-300 с/г. Ровенків Т-1 Рожнівського району філії Західна	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.6	КТП-39 с. Н.Струтин Т-1 Рожнівського району філії Західна	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.7	КТП-403 с. Косачів Т-1 Косівського району філії Карпатська	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.8	КТП-408 с/г. Яблунів Т-1 Косівського району філії Карпатська	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.9	КТП-611 м. Косів Т-1 Косівського району філії Карпатська	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.10	КТП-81 с. Яворів Т-1 Косівського району філії Карпатська	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.11	КТП-214 с. Лусівка Т-1 Богородчанського району філії Підляська	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.12	КТП-135 с/г. Ларчів Т-1 Надвірнянського району філії Підляська	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.13	КТП-197 с. Савишківка Т-1 Надвірнянського району філії Підляська	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.14	КТП-214 с. Милушівка Т-1 Ярославського району філії Підляська	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.15	КТП-163 с. Чортовець Т-1 Горodenківського району філії Східна	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.16	КТП-238 с. Тростянець Т-1 Сватівського району філії Східна	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.17	КТП-33 с. Устя Т-1 Сватівського району філії Східна	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.18	КТП-334 с. Довбіж Залуччів Т-1 Сватівського району філії Східна	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.19	КТП-343 с. Красівщина Т-1 Сватівського району філії Східна	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.20	КТП-78 с. Прутівка Т-1 Сватівського району філії Східна	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.21	КТП-128 с/Грушка Т-1 Тлумачького району філії Східна	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.22	КТП-156 с. Кушівка Т-1 Тлумачького району філії Східна	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.23	КТП-394 с. Іванів Т-1 Тлумачького району філії Східна	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.24	КТП-407 с.Борнішківка Т-1 Тлумачького району філії Східна	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.25	КТП-133 с. Коростівка Гелетинського району філії Північна	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств
11.3.4.26	КТП-207 с. Ст.Марионівка Галицького району філії Північна	76,00	1,00	76,00	1,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підприємств

11.3.4.27	КТП-318 с. Рупорки Т-1 Коломийського району філії Коломийська	76,00	1,00	76,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.4.28	КТП-45 м. Коломия Т-1 Коломийського району філії Коломийська	76,00	1,00	76,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.4.29	КТП-112 с. Цезява Т-1 Коломийського району філії Коломийська	76,00	1,00	76,00	76,00	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.5	Модернізація ТП із замінкою силового трансформатора на ТМГСО-160/10(6)0,4-У1, УУУн-0	82,70	21,00	82,70	1 736,68	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.5.1	ГКТП-15 м. Долина Т-1 Долинського району філії Західна	82,70	1,00	82,70	82,70	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.5.2	ГКТП-27 с. Ст.Міжув'я Т-1 Долинського району філії Західна	82,70	1,00	82,70	82,70	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.5.3	КТП-144 с. Мбарівця Т-1 Долинського району філії Західна	82,70	1,00	82,70	82,70	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.5.4	КТП-28 с. Ст.Міжув'я Т-1 Долинського району філії Західна	82,70	1,00	82,70	82,70	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.5.5	КТП-321 с. Оболоня Т-1 Долинського району філії Західна	82,70	1,00	82,70	82,70	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.5.6	ШТП-333 м. Болехів Т-1 Долинського району філії Західна	82,70	1,00	82,70	82,70	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.5.7	ШТП-82 с. Сивак Т-1 Рожанівського району філії Західна	82,70	1,00	82,70	82,70	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.5.8	КТП-250 с. Хорошево Т-1 Верховинського району філії Карпатська	82,70	1,00	82,70	82,70	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.5.9	КТП-221 с.м.т. Кути Т-1 Косівського району філії Карпатська	82,70	1,00	82,70	82,70	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.5.10	КТП-277 с.м.т. Кути Т-1 Косівського району філії Карпатська	82,70	1,00	82,70	82,70	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.5.11	КТП-98 с.д. Ларювля Т-1 Надвірнянського району філії Підляська	82,70	1,00	82,70	82,70	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.5.12	КТП-173 с. Луца Т-1 Герцезького району філії Східна	82,70	1,00	82,70	82,70	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.5.13	КТП-306 с. Степена Т-1 Сякитинського району філії Східна	82,70	1,00	82,70	82,70	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.5.14	КТП-417 м. Тисмениця Тисменицького району філії Центральна	82,70	1,00	82,70	82,70	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.5.15	КТП-58 с. Чухалівка Тисменицького району філії Центральна	82,70	1,00	82,70	82,70	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.5.16	КТП-247 с. Грабляч Т-1 Коломийського району філії Коломийська	82,70	1,00	82,70	82,70	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.5.17	ТП-294 с. Оленівка філії Східна	82,70	1,00	82,70	82,70	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.5.18	ТП-268 с. Граторів філії Підляська	82,70	1,00	82,70	82,70	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.5.19	ТП-20 с. Прутьківка філії Східна	82,70	1,00	82,70	82,70	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.5.20	ТП-530 с. Н. Вербіж філії Коломийська	82,70	1,00	82,70	82,70	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.5.21	ТП-267 с. Ст. Міжув'я філії Західна	82,70	1,00	82,70	82,70	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.6	Модернізація ТП із замінкою силового трансформатора на ТМГ-250/10(6)0,4-У1, УУУн-0	109,53	6,00	109,53	657,16	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.6.1	КТП-193 с. Рашків Т-1 Герцезького району філії Східна	109,53	1,00	109,53	109,53	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.6.2	ЗТП-7 м. Івано-Франківська Т-1 філії Центральна	109,53	1,00	109,53	109,53	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.6.3	КТП-210 с. Угризів Т-1 Тисменицького району філії Центральна	109,53	1,00	109,53	109,53	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.6.4	ТП-542 м. Косів в філії Карпатська	109,53	1,00	109,53	109,53	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний
11.3.6.5	ТП-178 с. Копачівка філії Західна	109,53	1,00	109,53	109,53	Наказ № 390 від 12.08.2020	підрайоний

11.3.6.6		ТП-404 м. Сягалин фізлі Східна	109,53	1,00	109,53					
11.3.7		Модернізація ТП з заміною масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні	5 991,00	1,00	5 991,00					
11.3.7.1		Модернізація ЗТП 1003 Івано-Франківська з заміною масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні	5 991,00	1,00	5 991,00					
12		Інше								
12.1		ПКД та освітлення ПЛД (КЛ, ПС) 0,4-110 кВ:								
12.1.1		Проектування КЛ-0,4 кВ	71,98	4,85						
12.1.2		Проектування КЛ-6-10 кВ	65,11	3,45						
12.1.3		Проектування розвантажувальних ТП-10/0,4 кВ	52,61	101,00						
12.1.4		Проектування ПЛ-0,4-10 кВ	21,96	107,01						
12.1.5		Проектування ТП-6-10 кВ	44,37	1,00						
12.1.6		Розробка ПКД "Реконструкція ШП-6 кВ ТЕЦ-ДПВ-32-ДРП-1"	55,98	1,20						
12.1.7		Розробка ПКД "Будівництво ПС 10/6 кВ "Волокани"	269,57	1,00						
12.1.8		Розробка ПКД "Будівництво КЛ-10 кВ до ПС Волокани"	55,66	4,50						
12.1.10		Розробка ПКД "Будівництво ПС 35/10 кВ Яблуна"	448,12	1,00						
12.1.11		Розробка ПКД "Будівництво ПС 35/10 кВ Березів"	497,70	1,00						
12.1.12		Розробка ПКД "Реконструкція ПС 110/35/10 кВ Яблуна"	328,33	1,00						
12.1.13		Розробка ПКД "Будівництво двофазового ПЛ 35 кВ від ПС 110 кВ Яблуна до ПС Березів"	23,92	22,00						
		Всього:								337 179,00



Заступник Голови Дирекції _____ 20__ року

Костюк В.В.

5.2. Заходи зі зменшення вестелічних витрат електричної енергії

№ з/п	Складові пілшової програми	У т.ч. по роках:															
		Усього на 2021-2025 роки		2021				2022				2023		2024		2025	
		тис. грн. (без ПДВ)	%	усього на рік		Економічний ефект (зменшення ТВЕ)		тис. грн. (без ПДВ)	тис. грн. (без ПДВ)	тис. грн. (без ПДВ)	тис. грн. (без ПДВ)	тис. грн. (без ПДВ)	тис. грн. (без ПДВ)	тис. грн. (без ПДВ)	тис. грн. (без ПДВ)	тис. грн. (без ПДВ)	
				тис. грн.	%	млн. кВт-год	%										
3	4	5	6	7	8	9	10	11	12								
1	2																
1	Покращення обліку електричної енергії, у т.ч.:	585 096,71	100,00%	93 997,31	100,00%	15,45	100,00%	98 492,70	116 694,45	130 578,15	145 334,10						
1.1	зрощаження комерційного обліку електричної енергії	-	0,00%	-	0,00%	-	0,00%	-	-	-	-	-	-	-	-		
1.2	впровадження обліку електричної енергії на межі структурних підрозділів (районів електричних мереж, філій)	173 410,03	29,64%	28 089,35	29,88%	1,56	10,11%	28 849,04	34 618,85	38 737,62	43 115,16						
1.3	заміна вимрювальних трансформаторів	-	0,00%	-	0,00%	-	0,00%	-	-	-	-	-	-	-	-		
	ТС 0,4 кВ																
	ТС, ТН 6(10)-150 кВ	15 596,10	2,67%	2 674,16	2,84%	-	0,00%	2 144,11	3 203,49	3 584,63	3 989,71						
	впровадження обліку споживання електричної енергії населенням, у т.ч.:	386 329,53	66,03%	59 445,95	63,24%	13,88	89,89%	66 313,74	77 449,15	86 663,64	96 457,05						
1.4	сільським	245 309,87	63,50%	38 140,52	64,16%	8,91	64,16%	42 546,90	48 928,93	54 750,24	60 937,28						
	міським	141 025,66	36,50%	21 305,43	35,84%	4,98	35,84%	23 766,85	28 520,21	31 913,40	35 519,77						
1.5	придбання стандартів повірки, зразкових лічильників, повірочних лабораторій	9 761,05	1,67%	3 787,85	4,03%		0,00%	1 185,80	1 422,96	1 592,26	1 772,19						
2	Інше	-	0,00%	-	0,00%	-	0,00%	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Усього	585 096,71	100,00%	93 997,31	100,00%	15,45	100,00%	98 492,70	116 694,45	130 578,15	145 334,10						

5.3. Вирозадження та розвиток АСДІТК

№ з/п	Складові цільової програми	У т.ч. по роках:									
		Усього на 2021-2025 роки		2021		2022	2023	2024	2025		
		тис.грн. (без ПДВ)	%	тис.грн. (без ПДВ)	%	тис.грн. (без ПДВ)	тис.грн. (без ПДВ)	тис.грн. (без ПДВ)	тис.грн. (без ПДВ)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
1	Цифрання та вирозадження засобів диспетчерсько-технологічного керування змість морально і фізично зношених та для розширення повноважень, у т.ч.:	138 838,97	99,82%	7 013,71	96,47%	34 849,27	44 669,45	25 021,98	27 284,56		
1.1	Система керування й отримання даних	-	0,00%	-	0,00%	-	-	-	-		
1.2	Телемеханіка підстанцій	138 838,97	96,47%	7 013,71	96,47%	34 849,27	44 669,45	25 021,98	27 284,56		
1.3	Архіватори мови	-	0,00%	-	0,00%	-	-	-	-		
1.4	Цифрові ресепторія подій	-	0,00%	-	0,00%	-	-	-	-		
2	Інше	256,54	0,00%	256,54	0,00%	-	-	-	-		
	Усього	139 095,51	96,47%	7 270,25	96,47%	34 849,27	44 669,45	25 021,98	27 284,56		

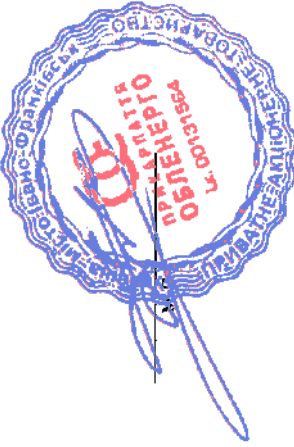
5.3.1. Етапи впровадження проекту АСДТК ліцензійнта

№	Назва складової частини проекту	Період реалізації складової частини проекту	Вартість реалізації складової частини проекту відповідно до проекційної документації, тис. грн (без ПДВ)	Фактичне фінансування реалізації складової частини проекту станом на дату початку базового періоду, тис. грн (без ПДВ)	Фінансування реалізації складової частини проекту, передбачене інвестиційною програмою на базовий період, тис. грн (без ПДВ)	Фінансування, передбачене на реалізацію складової частини проекту інвестиційною програмою на прогнозний період, тис. грн (без ПДВ)	Сума коштів, необхідна для завершення реалізації складової частини проекту з розрахунку по роках, тис. грн (без ПДВ)	Прямітка
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПЗ 35/10 Хутровка Фабрика, Львівська СБЕМ	2021	839,00	-	-	839,00	-	
2	РП 4 Івано-Франківський РЕМ	2021	799,00	-	-	799,00	-	
3	РП 6 Івано-Франківський РЕМ	2021	670,00	-	-	670,00	-	
4	РП 8 Івано-Франківський РЕМ	2021	670,00	-	-	670,00	-	
5	РП 12 Івано-Франківський РЕМ	2021	897,00	-	-	897,00	-	
6	РП 10 Івано-Франківський РЕМ	2021	860,00	-	-	860,00	-	
7	РП 3 Івано-Франківський РЕМ	2021	890,00	-	-	890,00	-	
8	РП 7 Івано-Франківський РЕМ	2021	890,00	-	-	890,00	-	
9	Розробка проекційної документації по телемеханізації РП	2021	498,71	-	-	498,71	-	
			7 013,71			7 013,71		
			Усього					

Заступник Голови Правління

« » 20 року

Костюк В. В.



5.4. Впровадження та розвиток інформаційних технологій

№ з/п	Складові цільової програми	Усього на 2021-2025 роки		У т.ч. по роках:					
		тис. грн. (без ПДВ)	%	2021		2022	2023	2024	2025
				тис. грн. (без ПДВ)	%				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Закупівля нових та модернізація наявних апаратних засобів інформатизації, у т.ч.:	37 961,84	37,27%	7 163,78	51,74%	8 597,28	7 395,26	7 400,26	7 401,26
1.1	закупівля та модернізація робочих станцій	15 608,70	41,12%	2 099,88	29,31%	2 936,70	3 524,04	3 524,04	3 524,04
1.2	закупівля та модернізація серверів	16 240,75	42,78%	3 435,79	47,96%	4 389,60	2 805,12	2 805,12	2 805,12
1.3	закупівля та модернізація активного обладнання комп'ютерних мереж	-	0,00%	-	0,00%	-	-	-	-
1.4	побудова та модернізація структурованих кабельних мереж	-	0,00%	-	0,00%	-	-	-	-
1.5	інші засоби інформатизації	6 112,39	16,10%	1 628,11	22,73%	1 270,98	1 070,10	1 071,10	1 072,10
2	Закупівля системного програмного забезпечення, у т.ч.:	-	0,00%	-	0,00%	-	-	-	-
2.1	для робочих станцій	-	0,00%	-	0,00%	-	-	-	-
2.2	для серверів	-	0,00%	-	0,00%	-	-	-	-
2.3	інше	-	0,00%	-	0,00%	-	-	-	-
3	Закупівля та модернізація прикладного програмного забезпечення, у т.ч.:	56 994,89	55,96%	5 919,70	42,75%	7 065,23	12 826,11	14 362,77	16 821,09
3.1	офісного	-	0,00%	-	0,00%	-	-	-	-
3.2	захисту інформації	-	0,00%	-	0,00%	-	-	-	-
3.3	геоінформаційних систем	-	0,00%	-	0,00%	-	-	-	-
3.4	систем електронного документообігу	-	0,00%	-	0,00%	-	-	-	-
3.5	бізнесових систем	-	0,00%	-	0,00%	-	-	-	-
3.6	систем керування взаємодіями зі стовпниками	-	0,00%	-	0,00%	-	-	-	-
3.7	інформаційних систем управління виробництвом	-	0,00%	-	0,00%	-	-	-	-
3.8	інше	56 994,89	100,00%	5 919,70	100,00%	7 065,23	12 826,11	14 362,77	16 821,09
4	Впровадження та модернізація контакт-центрів	-	0,00%	-	0,00%	-	-	-	-
5	Інше	6 893,22	6,77%	762,26	5,51%	990,94	1 288,22	1 674,89	2 177,10
	Усього	101 849,95	100,00%	13 845,74	100,00%	16 653,45	21 513,60	23 437,72	26 399,45

5.5. Впровадження та розвиток систем зв'язку

№ з/п	Складові цільової програми	Усього на 2021-2025 роки		У т.ч. по роках:						
		тис.грн. (без ПДВ)	%	2021		Економічний ефект (окупність у роках)	2022	2023	2024	2025
				тис.грн. (без ПДВ)	%					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Системи зв'язку, у т.ч.:	35 145,61	99,19%	6 867,93	99,49%	8,54	4 418,95	7 952,91	7 952,91	7 952,91
1.1	впровадження корпоративного зв'язку ліцензіата	-	0,00%	-	0,00%	-	-	-	-	-
1.2	цифрові автоматичні телефонні станції (АТС)	5 310,00	15,11%	1 770,00	25,64%	9,40	885,00	885,00	885,00	885,00
1.3	модернізація назвних зідів зв'язку (радіо, височастотні, радіорелейні тощо)	29 835,61	84,89%	5 097,93	73,85%	7,67	3 533,95	7 067,91	7 067,91	7 067,91
1.4	резервне електроживлення засобів зв'язку	-	0,00%	-	0,00%	-	-	-	-	-
2	Придбання обладнання, що не вимагає монтажу	-	0,00%	-	0,00%	-	-	-	-	-
3	Інше	286,25	0,81%	35,00	0,51%	-	177,37	73,88	-	-
	Усього	35 431,86	100,00%	6 902,93	100,00%		4 596,33	8 026,79	7 952,91	7 952,91

5.5.1. Етапи впровадження системи зв'язку

№ з/п	Назва складової частини проекту	Період реалізації складової частини проекту	Вартість реалізації складової частини проекту відповідно до проектної документації, тис. грн (без ПДВ)	Фактичне фінансування реалізації складової частини проекту станом на дату початку базового періоду, тис. грн (без ПДВ)	Фінансування реалізації складової частини проекту, передбачене інвестиційною програмою на базовий період, тис. грн (без ПДВ)	Фінансування, передбачене на реалізацію складової частини проекту інвестиційною програмою на протязі звітного періоду, тис. грн (без ПДВ)	Сума коштів, необхідна для завершення реалізації складової частини проекту з розбіжкою по роках, тис. грн (без ПДВ)	Примітка
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Упровадження та розвиток магістральних ліній зв'язку	-	-	-	-	-	-	-
2	Упровадження та розвиток ліній зв'язку "останньої милі", у тому числі:	2019	5 097,93	-	-	5 097,93	-	-
2.1	Будівництво каналів передачі даних з ПС за технологією ВОЛС	2019	5 097,93	-	-	5 097,93	-	-
3	Устаткування та зміна каналу оптовофізичного та комутаційного обладнання (зокрема АТС), у тому числі:	2019	1 805,00	-	-	1 805,00	-	-
3.1	Модернізація АТС АВАУА	2019	1 770,00	-	-	1 770,00	-	-
3.2	Закупівля пульси дистанційного керування радіостанцією ПДУ-ЗЕ ТТ		35,00			35,00		
4	Упровадження та розвиток локальних обчислювальних мереж (зокрема СКС), у тому числі:							
Усього			6 902,93	-	-	6 902,93	-	-



Заступник Голови Правління

Костюк В. В.

" " 20 року

5.6. Модернізація та закупівля колісної техніки

№ з/п	Складові цільової програми	Усього на 2021-2025 роки		У т.ч. по роках:						
		тис.грн. (без ПДВ)	%	2021		2022	2023	2024	2025	
				тис.грн. (без ПДВ)	%					тис.грн. (без ПДВ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
6.1	Закупівля колісної техніки, у т.ч.:	115 610,02	100,00%	22 758,12	100,00%	6,35	18 000,00	19 669,45	26 115,63	29 066,82
6.1.1	Підйомник АПТ-18 на базі Iveco Daily (4x4)	2 137,37	1,85%	2 137,37	9,39%	5,38	-	-	-	-
6.1.2	Автомобіль бригадний «Renault Master»	2 885,32	2,50%	2 885,32	12,68%	7,07	-	-	-	-
6.1.3	Автомобіль бригадний «Renault Trafik»	713,40	0,62%	713,40	3,13%	4,56	-	-	-	-
6.1.4	Автолабораторія на базі «Renault Master»	757,00	0,65%	757,00	3,33%	3,84	-	-	-	-
6.1.5	Автолабораторія на базі фургона «Renault Master»	715,68	0,62%	715,68	3,14%	5,05	-	-	-	-
6.1.6	Універсальний снігоболотохід SHERP NEW	2 450,30	2,12%	2 450,30	10,77%	-	-	-	-	-
6.1.7	Автогідроїдомішк Comet 19, з установкою на шасі Iveco Daily 4*2 (7 місяць)			3 650,00						
6.1.8	Автогідроїдомішк Comet 19, з установкою на шасі Iveco Daily 4*2 (3 місяць)			1 717,50						
6.1.9	Автомобіль бригадний «Mitsubishi L200»	3 821,55	3,31%	3 821,55	16,79%	9,01	-	-	-	-
6.1.10	Підйомник АПТ-18 на базі Iveco Daily (4x4)	2 260,00	1,95%	2 260,00	9,93%	8,80	-	-	-	-
6.1.11	Шасі автомобіля Iveco Daily (4x4)	1 650,00	1,43%	1 650,00	7,25%	7,04	-	-	-	-
	Усього	115 610,02	100,00%	22 758,12	100,00%	6,35	18 000,00	19 669,45	26 115,63	29 066,82

5.7. Інше

№ з/д	Складові пілової програми	У т.ч. по роках:																		
		Усього за 2021-2025 роки				2021							2022		2023		2024		2025	
		тис.грн. (без ПДВ)	%	3	4	усього за рік		Екологічний ефект (окупність в гривнях)	7	8	9	10	11							
						тис.грн. (без ПДВ)	%													
1	2	65 414,69	100,00%	14 862,65	100,00%	3,37	30 204,43	5 786,50	6 196,55	8 362,76										
7.1	Обладнання та послуги для експлуатації та виробництва електричних мереж	1 342,98	2,05%	1 342,98	9,04%	8,30														
7.1.1	Портативна система для СПЧ виробувань КЛ до 35 кВ Vanh Viola або аналог	194,54	0,30%	194,54	1,31%	5,10														
7.1.2	Пробивач ударних імпульсів від акустичних хвиль Digirhome- або аналог	580,87	0,89%	580,87	3,91%	0,50														
7.1.3	Електролабораторія кабельна пересува КСЕЛ-3	340,97	0,52%	340,97	2,29%	3,10														
7.1.4	Комплекс діагностичний мобільний на базі вольт-омного отримку СА7100-3 або аналог	1 792,25	2,74%	1 792,25	12,06%	7,00														
7.1.5	Комплекс для перевірки МП FGA (6x32A, 400x300В, ІЗ Advanced Protection, ІЕС61850, пропускності, трансформативної частоти) OMICRON	1 197,90	1,83%	1 197,90	8,06%	13,78														
7.1.6	Пробивач електромагнітний ПУБЕ Metrel MI 2892 BU клас А	210,74	0,32%	210,74	1,42%	1,50														
7.1.7	Трансформатор REDGD SeekTech SR-24	220,00	0,34%	220,00	1,48%	1,60														
7.1.8	Лінійний передатник SeekTech ST-510	134,64	0,21%	134,64	0,91%	2,85														
7.1.9	Висоторізь STHL HT-103	99,85	0,15%	99,85	0,67%	1,33														
7.1.10	Вантажопідіймальник "Ніаграна" 450	16,50	0,03%	16,50	0,11%	-														
7.1.11	Мотокаса Пилососа S45FR	32,50	0,05%	32,50	0,22%	0,45														
7.1.12	Вольтамперфазомір (ВАФ) МІРА-А (ТОВ "Енергіс")	287,30	0,44%	287,30	1,93%	1,80														
7.1.13	Вантажопідіймальник (ВАФ) МІРА-А (ТОВ "Енергіс") в комплекті (опції: бар'єри КІЗ з кабелем, втулки Lencol (15,6"/1920x1080/126SSD 256 Г6) зі встановленими програмним забезпеченням)	61,92	0,09%	61,92	0,42%	0,03														
7.1.14	Складувальний привід AOR ARR600 M2/Складувальний привід AOR ARR200 M23	161,46	0,25%	161,46	1,09%	3,58														
7.1.15	Вимірники трифазні СА 540 в комплекті	320,11	0,49%	320,11	2,13%	6,40														
7.1.16	Система пошуку пошкоджень кабельної оболонки МРМ 10 в комплекті з приладом контролю землі на каналі ESG NT	7 868,12	12,03%	7 868,12	52,94%	-														
7.1.17	Будівельно-ремонтна машина АТ "Приватизація" з укомплектованою колісним шасем АТ "Приватизація" з укомплектованою колісним шасем АТ "Приватизація" на вул. Ільківська, 34 в м. Івано-Франківську	65 414,69	100,00%	14 862,65	100%	3,37	30 204,43	5 786,50	6 196,55	8 362,76										
	Усього																			

6. Ефект виконання заходів Інвестиційної програми на прикладній рівні

№ сл/п	Найменування заходів інвестиційної програми	Оригінал валюти	Вартість однієї одиниці програми (без ПДВ)	Усього					У тому числі по кварталах					Джерело фінансування*	Найменування відповідної державної програми або проекту ПРСР	№ сторінок обліку матеріалів	Розкриття документів, що заходять на законі ПП	Примітки		
				кількість*	1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал		IV квартал							
					кількість	тис. грн без ПДВ	кількість	тис. грн без ПДВ	кількість	тис. грн без ПДВ	кількість	тис. грн без ПДВ							кількість	тис. грн без ПДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
1.1	Ремонтно-модернізація та реконструкція аварійних мереж та обладнання																			
1.1.1	Ремонтно-модернізація ЛЕП (0,4 кВ), кабельна з'вязь			115 995,65		20 301,32	35 289,86	35 296,72	35 296,72					27 467,16						
1.1.1.1	Ремонтно-модернізація ЛЕП (0,4 кВ), кабельна з'вязь	кв		89 554,50		13 557,85	13 557,85	14 012,20	14 012,20					16 457,83						
1.1.1.1.1	Ремонтно-модернізація ЛЕП-10 кВ	кв		34,65		8 922,40	8 922,40	9 327,06	9 327,06					13 345,78						
1.1.1.1.2	Технічне переоснащення ЛЕП-10 кВ ПС Косяк-КР 427	кв	923,99	3,11	2 869,91	-	-	1,00	923,99	1,00	1 945,92	2,11	1 945,92	амортизація	ОБ-2					
1.1.1.1.3	Технічне переоснащення ЛЕП-10 кВ ПС Косяк-КР 427	кв	863,92	3,18	2 744,68	-	-	1,00	863,92	1,00	1 880,76	2,18	1 880,76	амортизація	ОБ-2					
1.1.1.2	Технічне переоснащення ЛЕП-10 кВ пр. Бурулус с Шибанівського району (Івано-Франківська область)	кв	480,61	2,77	1 329,38	0,50	240,31	0,50	480,61	1,00	368,15	0,77	368,15	амортизація	ОБ-2					
1.1.1.4	Технічне переоснащення ЛЕП-10 кВ пр. Бурулус с Шибанівського району (Івано-Франківська область)	кв	780,06	6,59	5 136,23	2,00	1 560,11	1,00	780,06	1,00	2 018,01	2,59	2 018,01	амортизація	ОБ-2					
1.1.1.5	Технічне переоснащення ЛЕП-10 кВ пр. Ялова-сміт	кв	1516,89	2,67	4 044,04	1,67	2 527,14	1,00	1 516,89	1,00	-	-	-	амортизація	ОБ-2					
1.1.1.6	Технічне переоснащення ЛЕП-10 кВ пр. Ялова-сміт	кв	708,59	3,05	2 160,48	-	-	1,00	708,59	1,00	708,59	1,05	708,59	амортизація	ОБ-2					
1.1.1.7	Технічне переоснащення ЛЕП-10 кВ пр. Ялова-сміт	кв	383,15	0,36	1 371,11	-	-	0,36	1 371,11	0,36	-	-	-	амортизація	ОБ-2					
1.1.1.8	Технічне переоснащення ЛЕП-10 кВ "Підгір'я"	кв	2027,57	2,22	4 503,24	1,00	2 027,57	1,22	2 475,66	1,50	1 925,45	1,64	1 925,45	амортизація	ОБ-2					
1.1.1.9	Технічне переоснащення ЛЕП-10 кВ "Кришталі"	кв	1783,63	7,14	9 168,98	2,00	2 567,26	2,00	2 567,26	2,00	2 567,26	2,00	2 567,26	амортизація	ОБ-2					
1.1.1.10	Технічне переоснащення ЛЕП-10 кВ "Чорногора"	кв	466,20	1,03	481,12	0,53	248,02	0,53	466,20	0,53	233,10	0,50	233,10	амортизація	ОБ-2					
1.1.1.11	Технічне переоснащення ЛЕП-10 кВ ПС Ялова-ЗПТТ 18	кв	780,00	1,92	1 496,04	-	-	0,50	390,00	0,50	390,00	0,92	716,04	амортизація	ОБ-2					
1.1.1.12	Технічне переоснащення ЛЕП-10 кВ ПС Вирізняк-ЗПТТ 211	кв	1609,41	0,63	1 018,26	-	-	0,63	1 018,26	0,63	1 018,26	0,50	1 018,26	амортизація	ОБ-2					
1.1.1.13	Виконання робіт з ремонту ЛЕП-10 кВ пр. 7 жовт. на ПС Ялова-сміт	кв	469,92	1,00	469,92	-	-	0,50	234,96	0,50	234,96	0,50	234,96	амортизація	ОБ-1					
1.1.1.14	Виконання робіт з ремонту ЛЕП-10 кВ пр. Ялова-сміт	кв	469,92	1,00	469,92	-	-	0,50	234,96	0,50	234,96	0,50	234,96	амортизація	ОБ-1					
1.1.1.15	Виконання робіт з ремонту ЛЕП-10 кВ пр. Ялова-сміт	кв	469,92	1,00	469,92	-	-	0,50	234,96	0,50	234,96	0,50	234,96	амортизація	ОБ-1					
1.1.1.16	Виконання робіт з ремонту ЛЕП-10 кВ пр. Ялова-сміт	кв	469,92	1,00	469,92	-	-	0,50	234,96	0,50	234,96	0,50	234,96	амортизація	ОБ-1					
1.1.1.17	Виконання робіт з ремонту ЛЕП-10 кВ пр. Ялова-сміт	кв	469,92	1,00	469,92	-	-	0,50	234,96	0,50	234,96	0,50	234,96	амортизація	ОБ-1					
1.1.1.18	Виконання робіт з ремонту ЛЕП-10 кВ пр. Ялова-сміт	кв	469,92	1,00	469,92	-	-	0,50	234,96	0,50	234,96	0,50	234,96	амортизація	ОБ-1					
1.1.1.19	Виконання робіт з ремонту ЛЕП-10 кВ пр. Ялова-сміт	кв	469,92	1,00	469,92	-	-	0,50	234,96	0,50	234,96	0,50	234,96	амортизація	ОБ-1					
1.1.1.20	Виконання робіт з ремонту ЛЕП-10 кВ пр. Ялова-сміт	кв	469,92	1,00	469,92	-	-	0,50	234,96	0,50	234,96	0,50	234,96	амортизація	ОБ-1					
1.1.1.21	Виконання робіт з ремонту ЛЕП-10 кВ пр. Ялова-сміт	кв	469,92	1,00	469,92	-	-	0,50	234,96	0,50	234,96	0,50	234,96	амортизація	ОБ-1					
1.1.1.22	Виконання робіт з ремонту ЛЕП-10 кВ пр. Ялова-сміт	кв	469,92	1,00	469,92	-	-	0,50	234,96	0,50	234,96	0,50	234,96	амортизація	ОБ-1					
1.1.1.23	Виконання робіт з ремонту ЛЕП-10 кВ пр. Ялова-сміт	кв	469,92	1,00	469,92	-	-	0,50	234,96	0,50	234,96	0,50	234,96	амортизація	ОБ-1					
1.1.1.24	Виконання робіт з ремонту ЛЕП-10 кВ пр. Ялова-сміт	кв	469,92	1,00	469,92	-	-	0,50	234,96	0,50	234,96	0,50	234,96	амортизація	ОБ-1					
1.1.1.25	Виконання робіт з ремонту ЛЕП-10 кВ пр. Ялова-сміт	кв	469,92	1,00	469,92	-	-	0,50	234,96	0,50	234,96	0,50	234,96	амортизація	ОБ-1					
1.1.1.26	Виконання робіт з ремонту ЛЕП-10 кВ пр. Ялова-сміт	кв	508,14	1,00	508,14	-	-	0,50	254,07	0,50	254,07	0,50	254,07	амортизація	ОБ-1					
1.1.1.27	Виконання робіт з ремонту ЛЕП-10 кВ пр. Ялова-сміт	кв	508,14	1,00	508,14	-	-	0,50	254,07	0,50	254,07	0,50	254,07	амортизація	ОБ-1					
1.1.1.28	Технічне переоснащення ЛЕП-10 кВ	кв	1 981,91	10,19	17 317,27	3,33	6 602,52	2,57	4 493,66	2,18	3 127,15	2,11	3 114,85	амортизація	ОБ-1					
1.1.1.21	Технічне переоснащення ЛЕП-4 кВ ПС "НАМР" ПТТ-119	кв	2774,71	1,13	3 124,33	1,13	3 124,33	-	-	-	-	-	-	амортизація	ОБ-2					
1.1.1.22	Технічне переоснащення ЛЕП-4 кВ ПТТ-419 - ПТТ-5" в Калусі	кв	2744,51	0,77	548,90	0,20	548,90	0,57	1 564,37	0,32	302,62	0,11	302,62	амортизація	ОБ-2					
1.1.1.23	Ремонтно-модернізація ЛЕП-4 кВ ПТТ-29" в Калусі	кв	1246,41	0,32	-	-	-	-	-	0,32	302,62	0,11	302,62	амортизація	ОБ-2					
1.1.1.24	Технічне переоснащення мережі 10 кВ в Івано-Франківській області (Івано-Франківський район)	кв	1475,85	5,11	1 475,85	1,00	1 475,85	1,00	1 475,85	1,00	1 475,85	2,11	1 475,85	амортизація	ОБ-2					

1.1.2.5	Тепловые পরিস্রাবণ KIJ-6 kB না IC (1107566 kB "Kolkata" - PT-1 №2, ৪ ম কোলা ইলেক্ট্রিক্যাল অঞ্চল)	কম	1433,43	2,87	4 165,54	1,00	4 776,40	1,00	1 453,43	0,87	1 258,67	-	প্রিভুক (অবাক্ষরিত)	OS-2
1.1.2	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি				55 440,55		4 776,40		18 732,31		21 922,51	11 009,33		
1.1.2.1	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি	কম	785,87	64,70	50 838,62	6,09	4 776,40	16,94	13 130,37	28,57	21 922,51	11 009,33		
1.1.2.1.1	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি	কম	755,45	4,09	3 086,78	4,09	3 086,78		-		-	-	অমর্টিশা	OS-2
1.1.2.1.2	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি	কম	691,82	5,37	3 712,98			5,37	3 712,98			-	অমর্টিশা	OS-2
1.1.2.1.3	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি	কম	1260,95	0,26	321,54			0,26	321,54			-	অমর্টিশা	OS-2
1.1.2.1.4	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি	কম	1055,96	6,00	6 334,71				-	3,00	3 167,88	3 166,83	অমর্টিশা	OS-2
1.1.2.1.5	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি	কম	955,77	3,07	2 937,09				-	2,00	1 911,54	1 025,54	অমর্টিশা	OS-2
1.1.2.1.6	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি	কম	756,55	5,04	3 810,73				-	5,04	3 810,73	-	অমর্টিশা	OS-2
1.1.2.1.7	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি	কম	648,97	5,61	3 640,71				-	5,61	3 640,71	-	অমর্টিশা	OS-2
1.1.2.1.8	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি	কম	685,88	4,93	3 428,62				-	4,93	3 428,62	-	অমর্টিশা	OS-2
1.1.2.1.9	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি	কম	895,62	3,64	3 261,83			3,64	3 261,83			-	অমর্টিশা	OS-2
1.1.2.1.10	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি	কম	788,49	5,02	3 961,38			2,00	1 576,98	1,00	788,49	807,42	অমর্টিশা	OS-2
1.1.2.1.11	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি	কম	901,13	4,26	3 841,50			1,00	901,13	1,00	901,13	1 138,12	অমর্টিশা	OS-2
1.1.2.1.12	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি	কম	616,97	3,67	3 007,27			1,00	818,97	1,00	818,97	1 369,32	অমর্টিশা	OS-2
1.1.2.1.13	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি	কম	690,89	13,74	9 493,47			3,67	2 516,93	5,00	3 454,43	3 502,10	অমর্টিশা	OS-2
1.1.2.2	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি	কম	1 853,18	3,02	5 601,23			3,02	5 601,23			-	প্রিভুক (অবাক্ষরিত)	OS-2
1.1.2.2.1	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি	কম	1073,27	1,13	1 209,57			1,13	1 209,57			-	প্রিভুক (অবাক্ষরিত)	OS-2
1.1.2.2.2	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি	কম	2596,20	0,20	506,26			0,20	506,26			-	প্রিভুক (অবাক্ষরিত)	OS-2
1.1.2.2.3	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি	কম	2101,57	0,23	483,36			0,23	483,36			-	প্রিভুক (অবাক্ষরিত)	OS-2
1.1.2.2.4	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি	কম	1801,07	0,28	506,10			0,28	506,10			-	প্রিভুক (অবাক্ষরিত)	OS-2
1.1.2.2.5	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি	কম	2101,52	0,48	1 010,83			0,48	1 010,83			-	প্রিভুক (অবাক্ষরিত)	OS-2
1.1.2.2.6	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি	কম	2283,80	0,25	807,82			0,25	807,82			-	প্রিভুক (অবাক্ষরিত)	OS-2
1.1.2.2.7	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি	কম	2328,29	0,46	1 078,00			0,46	1 078,00			-	প্রিভুক (অবাক্ষরিত)	OS-2
1.2	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি				18 042,35				-		4 373,41	13 668,95		
1.2.1	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি				18 042,35				-		4 373,41	13 668,95		
1.2.1.1	ৱাশেংটন ডিস্ট্রিক্ট (D.C.) ০.৪ কবি	কম	546,74	33,80	18 042,35			10,00	4 373,41	23,00	4 373,41	13 668,95		

1.2.1.1.1	Бюджетные романтические ТП-100,4 кВт для романтического ТП-174, с.В.Береза, Колосовского района, Косовый СЕДМ (фил. "Карагаска", ПД-10 кВт, ПД-0,4 кВт для подключения простого ТП 100,4 кВт	шт	679,21	1,00	679,21	-	-	0,50	339,61	0,50	339,61	прибыток (обов'язковий розширення)	03-1
1.2.1.1.2	Бюджетные романтические ТП-100,4 кВт для романтического ТП-179, с.Косик, Колосовского района, Косовый СЕДМ (фил. "Карагаска", ПД-10 кВт, ПД-0,4 кВт для подключения простого ТП 100,4 кВт	шт	359,87	1,00	359,87	-	-	0,50	179,93	0,50	179,93	прибыток (обов'язковий розширення)	03-1
1.2.1.1.3	Бюджетные романтические ТП-100,4 кВт для романтического ТП-131, пр.Катери, Веровицкого района, фил. "Карагаска", ПД-10 кВт, ПД-0,4 кВт для подключения простого ТП 100,4 кВт	шт	287,84	1,00	287,84	-	-	0,50	143,92	0,50	143,92	прибыток (обов'язковий розширення)	03-1
1.2.1.1.4	Бюджетные романтические ТП-100,4 кВт для романтического ТП-55, с.Миря, Колосовского района, ПД-10 кВт, ПД-0,4 кВт для подключения простого ТП 100,4 кВт	шт	496,87	1,00	496,87	-	-	0,50	248,43	0,50	248,43	прибыток (обов'язковий розширення)	03-1
1.2.1.1.5	Бюджетные романтические ТП-100,4 кВт для романтического ТП-9, с.Старый Коск, Колосовского района, ПД-10 кВт, ПД-0,4 кВт для подключения простого ТП 100,4 кВт	шт	375,37	1,00	375,37	-	-	0,50	187,69	0,50	187,69	прибыток (обов'язковий розширення)	03-1
1.2.1.1.6	Бюджетные романтические ТП-100,4 кВт для романтического ТП-45, с.Писчан, Надринского района, фил. "Пальма", ПД-10 кВт, ПД-0,4 кВт для подключения простого ТП 100,4 кВт	шт	377,75	1,00	377,75	-	-	0,50	188,88	0,50	188,88	прибыток (обов'язковий розширення)	03-1
1.2.1.1.7	Бюджетные романтические ТП-100,4 кВт для романтического ТП-50, с.Черем, Надринского района, ПД-10 кВт, ПД-0,4 кВт для подключения простого ТП 100,4 кВт	шт	282,81	1,00	282,81	-	-	0,50	141,41	0,50	141,41	прибыток (обов'язковий розширення)	03-1
1.2.1.1.8	Бюджетные романтические ТП-100,4 кВт для романтического ТП-93, с.Перевис, Надринского района, ПД-10 кВт, ПД-0,4 кВт для подключения простого ТП 100,4 кВт	шт	363,85	1,00	363,85	-	-	0,50	181,93	0,50	181,93	прибыток (обов'язковий розширення)	03-1
1.2.1.1.9	Бюджетные романтические ТП-100,4 кВт для романтического ТП-199, с.Рыжана, Колосовского района, фил. "Колыбель", ПД-10 кВт, ПД-0,4 кВт для подключения простого ТП 100,4 кВт	шт	543,27	1,00	543,27	-	-	0,50	271,64	0,50	271,64	прибыток (обов'язковий розширення)	03-1
1.2.1.1.10	Бюджетные романтические ТП-100,4 кВт для романтического ТП-37, с.Пальчиц, Колосовского района, фил. "Колыбель", ПД-10 кВт, ПД-0,4 кВт для подключения простого ТП 100,4 кВт	шт	357,74	1,00	357,74	-	-	0,50	178,87	0,50	178,87	прибыток (обов'язковий розширення)	03-1
1.2.1.1.11	Бюджетные романтические ТП-100,4 кВт для романтического ТП-285, с.Волоград, Колосовского района, фил. "Колыбель", ПД-10 кВт, ПД-0,4 кВт для подключения простого ТП 100,4 кВт	шт	817,07	1,00	817,07	-	-	0,50	408,53	0,50	408,53	прибыток (обов'язковий розширення)	03-1
1.2.1.1.12	Бюджетные романтические ТП-100,4 кВт для романтического ТП-234, с.Черемка, Колосовского района, фил. "Колыбель", ПД-10 кВт, ПД-0,4 кВт для подключения простого ТП 100,4 кВт	шт	390,01	1,00	390,01	-	-	0,50	195,00	0,50	195,00	прибыток (обов'язковий розширення)	03-1
1.2.1.1.13	Бюджетные романтические ТП-100,4 кВт для романтического ТП-511, с.Г.Ильин, Колосовского района, фил. "Колыбель", ПД-10 кВт, ПД-0,4 кВт для подключения простого ТП 100,4 кВт	шт	299,31	1,00	299,31	-	-	0,50	149,65	0,50	149,65	прибыток (обов'язковий розширення)	03-1
1.2.1.1.14	Бюджетные романтические ТП-100,4 кВт для романтического ТП-94, с.Г.одж, Колосовского района, фил. "Колыбель", ПД-10 кВт, ПД-0,4 кВт для подключения простого ТП 100,4 кВт	шт	397,38	1,00	397,38	-	-	0,50	198,69	0,50	198,69	прибыток (обов'язковий розширення)	03-1
1.2.1.1.15	Бюджетные романтические ТП-100,4 кВт для романтического ТП-11, с.Ст.Лавок, Таврицкого района, фил. "Централь", ПД-10 кВт, ПД-0,4 кВт для подключения простого ТП 100,4 кВт	шт	202,53	1,00	202,53	-	-	0,50	101,26	0,50	101,26	прибыток (обов'язковий розширення)	03-1
1.2.1.1.16	Бюджетные романтические ТП-100,4 кВт для романтического ТП-468, с.Клуша, Таврицкого района, фил. "Централь", ПД-10 кВт, ПД-0,4 кВт для подключения простого ТП 100,4 кВт	шт	984,10	1,00	984,10	-	-	1,00	-	1,00	984,10	прибыток (обов'язковий розширення)	03-1
1.2.1.1.17	Бюджетные романтические ТП-100,4 кВт для романтического ТП-595, с.Клуша, Таврицкого района, фил. "Централь", ПД-10 кВт, ПД-0,4 кВт для подключения простого ТП 100,4 кВт	шт	666,32	1,00	666,32	-	-	1,00	-	1,00	666,32	прибыток (обов'язковий розширення)	03-1
1.2.1.1.18	Бюджетные романтические ТП-100,4 кВт для романтического ТП-108, с.Занк, Капустинского района, фил. "Занк", ПД-10 кВт, ПД-0,4 кВт для подключения простого ТП 100,4 кВт	шт	332,86	1,00	332,86	-	-	1,00	-	1,00	332,86	прибыток (обов'язковий розширення)	03-1
1.2.1.1.19	Романтические ТП 100,4кВт для романтического ТП-18, с.Жора Капустинского РЕС-1 (фил. ПД-0,4кВт для подключения простого ТП 100,4кВт)	шт	979,43	1,00	979,43	-	-	1,00	-	1,00	979,43	прибыток (обов'язковий розширення)	03-1

1.2.11.20	Ремонтно-монтажные работы (объем работ) ПП-57, с/г. Приток, Ремонтно-монтажные работы ПП-10, с/г. ПП-0,4 с/г. для подключения оборудования ПП 100,4 с/г.	мтр	916,74	-	-	-	-	-	-	916,74	1,00	-	-	-	916,74	прибыток (объем вложений реализован)	03-1
1.2.11.21	Ремонтно-монтажные работы (объем работ) ПП-353, с/г. Кладарь Колыбельного района ПП-10 с/г. ПП-0,4 с/г. для подключения оборудования ПП 100,4 с/г.	мтр	597,89	-	-	-	-	0,50	298,95	298,95	0,50	-	-	298,95	прибыток (объем вложений реализован)	03-1	
1.2.11.22	Ремонтно-монтажные работы (объем работ) ПП-6, ПП-11,4, ПП-6, с/г. Ярково ПП-10 с/г. ПП-0,4 с/г. для подключения оборудования ПП 100,4 с/г.	мтр	576,35	-	-	-	-	0,50	288,17	288,17	0,50	-	-	288,17	прибыток (объем вложений реализован)	03-1	
1.2.11.23	Ремонтно-монтажные работы (объем работ) ПП-187, ПП-1, с/г. Косая Колыбельного района ПП-10 с/г. ПП-0,4 с/г. для подключения оборудования ПП 100,4 с/г.	мтр	544,71	-	-	-	-	0,50	272,35	272,35	0,50	-	-	272,35	прибыток (объем вложений реализован)	03-1	
1.2.11.24	Ремонтно-монтажные работы (объем работ) ПП-187, ПП-2, с/г. Косая Колыбельного района ПП-10 с/г. ПП-0,4 с/г. для подключения оборудования ПП 100,4 с/г.	мтр	583,62	-	-	-	-	0,50	191,81	191,81	0,50	-	-	191,81	прибыток (объем вложений реализован)	03-1	
1.2.11.25	Ремонтно-монтажные работы (объем работ) ПП-185, с/г. Холмская Сельского района ПП-10 с/г. ПП-0,4 с/г. для подключения оборудования ПП 100,4 с/г.	мтр	413,37	-	-	-	-	0,50	206,68	206,68	0,50	-	-	206,68	прибыток (объем вложений реализован)	03-1	
1.2.11.26	Благоустройство ремонтно-монтажные работы (объем работ) ПП-417, с/г. Клубный фонтан Центрального ПП-10 с/г. ПП-0,4 с/г. для подключения оборудования ПП 100,4 с/г.	мтр	265,40	-	-	-	-	-	-	265,40	1,00	-	-	265,40	прибыток (объем вложений реализован)	03-1	
1.2.11.27	Благоустройство ремонтно-монтажные работы (объем работ) ПП-116, с/г. Косая Колыбельного района ПП-10 с/г. ПП-0,4 с/г. для подключения оборудования ПП 100,4 с/г.	мтр	314,93	-	-	-	-	-	-	314,93	1,00	-	-	314,93	прибыток (объем вложений реализован)	03-1	
1.2.11.28	Благоустройство ремонтно-монтажные работы (объем работ) ПП-106, с/г. Голубое фонтан Западное ПП-10 с/г. ПП-0,4 с/г. для подключения оборудования ПП 100,4 с/г.	мтр	297,50	-	-	-	-	-	-	297,50	1,00	-	-	297,50	прибыток (объем вложений реализован)	03-1	
1.2.11.29	Благоустройство ремонтно-монтажные работы (объем работ) ПП-236, с/г. Спутник фонтан Центрального ПП-10 с/г. ПП-0,4 с/г. для подключения оборудования ПП 100,4 с/г.	мтр	930,65	-	-	-	-	-	-	930,65	1,00	-	-	930,65	прибыток (объем вложений реализован)	03-1	
1.2.11.30	Благоустройство ремонтно-монтажные работы (объем работ) ПП-210, с/г. Угрюмый фонтан Центрального ПП-10 с/г. ПП-0,4 с/г. для подключения оборудования ПП 100,4 с/г.	мтр	509,54	-	-	-	-	-	-	509,54	1,00	-	-	509,54	прибыток (объем вложений реализован)	03-1	
1.2.11.31	Благоустройство ремонтно-монтажные работы (объем работ) ПП-133, с/г. ПП-479, с/г. Дворовый фонтан Паладиона ПП-10 с/г. ПП-0,4 с/г. для подключения оборудования ПП 100,4 с/г.	мтр	243,66	-	-	-	-	-	-	243,66	1,00	-	-	243,66	прибыток (объем вложений реализован)	03-1	
1.2.11.32	Благоустройство ремонтно-монтажные работы (объем работ) ПП-151, с/г. Мостовый фонтан Западное ПП-10 с/г. ПП-0,4 с/г. для подключения оборудования ПП 100,4 с/г.	мтр	598,45	-	-	-	-	-	-	598,45	1,00	-	-	598,45	прибыток (объем вложений реализован)	03-1	
1.2.11.33	Ремонтно-монтажные работы (объем работ) ПП-183, ПП-104, с/г. ПП-491, с/г. Бродячий фонтан Центрального района ПП-10 с/г. ПП-0,4 с/г. для подключения оборудования ПП 100,4 с/г.	мтр	2255,95	-	-	-	-	-	-	2.255,95	1,00	-	-	2.255,95	перенесенная сумма затрат 2020 году	03-1	
1.3	Ремонтно-монтажные работы (объем работ) ПП-100,4 с/г. ПП-100,4 с/г. для подключения оборудования ПП 100,4 с/г.	мтр	149.597,30	-	20.554,31	-	33.324,06	-	36.896,91	69.912,62	-	-	-	69.912,62	в первую очередь реализованы в 2020 году	03-2	
1.3.1	Ремонтно-монтажные работы (объем работ) ПП-100,4 с/г. ПП-100,4 с/г. для подключения оборудования ПП 100,4 с/г.	мтр	150.524,25	-	20.554,31	-	31.517,48	-	33.974,77	65.477,69	-	-	-	65.477,69	перенесенная сумма затрат 2020 году	03-2	
1.3.1.1	Генеральный подрядчик (исполнитель) работы в ПП 2020г.	об. ост.	27.555,00	-	-	-	-	0,03	1.457,30	26.097,70	0,02	-	-	26.097,70	перенесенная сумма затрат 2020 году	03-2	
1.3.1.2	Генеральный подрядчик (исполнитель) работы в ПП 2020г.	об. ост.	97.889,99	0,15	14.683,50	0,25	24.472,50	0,25	24.472,50	34.261,50	0,25	-	-	34.261,50	прибыток (объем вложений реализован); амортизация	03-2	
1.3.1.3	Генеральный подрядчик (исполнитель) работы в ПП 2020г.	об. ост.	22.462,26	0,25	5.870,81	0,30	7.044,98	0,30	7.044,98	3.522,49	0,15	-	-	3.522,49	прибыток (объем вложений реализован); амортизация	03-2	
1.3.1.4	Генеральный подрядчик (исполнитель) работы в ПП 2020г.	мтр	1596,00	-	-	-	-	-	-	1.596,00	1,00	-	-	1.596,00	перенесенная сумма затрат 2020 году	03-2	
1.3.2	Ремонтно-монтажные работы (объем работ) ПП-151, с/г. Мостовый фонтан Западное ПП-10 с/г. ПП-0,4 с/г. для подключения оборудования ПП 100,4 с/г.	об. ост.	3.811,91	-	-	0,30	1.149,57	0,30	1.149,57	3.175,12	0,40	-	-	3.175,12	амортизация	03-2	
1.3.2.1	Ремонтно-монтажные работы (объем работ) ПП-151, с/г. Мостовый фонтан Западное ПП-10 с/г. ПП-0,4 с/г. для подключения оборудования ПП 100,4 с/г.	об. ост.	4017,10	-	-	-	-	-	-	2.025,55	0,50	-	-	2.025,55	прибыток (объем вложений реализован); амортизация	03-2	
1.3.3	Ремонтно-монтажные работы (объем работ) ПП-100,4 с/г. ПП-100,4 с/г.		2.199,84	-	-	657,81	-	-	657,81	876,82	-	-	-	876,82			

1.3.3.1	Реконструкция РТС-3 м. Капустин	об'ект	919,93	1,00	919,93	-	0,30	275,98	0,30	275,98	0,40	367,97	приблизок (объем работы)	03-2
1.3.3.2	Техническое перевооружение ПТС-165 с. Ягучин Дзержинского района с переводом на маршрут 6АВ по 10АВ та бюджетом до конца ПД-10АВ до ПД-10АВ пр. Ягучин по ПС 35кВ "Издоль"	об'ект	1270,11	1,00	1 270,11	-	0,30	381,03	0,30	381,03	0,40	508,04	приблизок (объем работы)	03-2
1.4	Модернизация ПС, ПТС та РТС, замена та установка		33 682,25	6,00	33 682,25	24,00	3,50	6 896,75	12,50	6 896,75	102,00	16 564,03	договор на выполнение ПРС за 2018 рік (50%)	03-2
1.4.1	Модернизация ПС, ПТС та РТС 35-110 кВ		13 585,40	3,00	13 585,40	24,00	3,00	3 011,26	1,00	3 011,26	15,00	4 894,77	договор на выполнение ПРС за 2018 рік (50%)	03-2
1.4.1.1	Модернизация (техническое перевооружение) ПС Буртунин 110 кВ с монтажом высоковольтных 35 кВ на маршрут	шт	1003,75	6,00	6 022,31	-	3,00	3 011,26	1,00	3 011,26	2,00	2 007,50	договор на выполнение ПРС за 2018 рік (50%)	03-2
1.4.1.2	Модернизация (техническое перевооружение) ПС 35-110 кВ с монтажом высоковольтных 10 кВ на маршрут	шт	202,24	37,00	7 482,89	24,00	4 593,63	-	-	-	13,00	2 889,27	договор на выполнение ПРС за 2018 рік (50%)	03-1
1.4.1.2.1	ПС Палачурчи 35 кВ	шт	191,40	8,00	1 531,23	8,00	1 531,23	-	-	-	-	-	договор на выполнение ПРС за 2018 рік (50%)	03-1
1.4.1.2.2	ПС Трехпалата 35 кВ	шт	191,40	6,00	1 148,40	-	-	-	-	-	6,00	1 148,40	приблизок (объем работы)	03-1
1.4.1.2.3	ПС Печеникчи 35 кВ	шт	191,40	7,00	1 339,80	7,00	1 339,80	-	-	-	-	-	приблизок (объем работы)	03-1
1.4.1.2.4	ПС Токмакчи 35 кВ	шт	191,40	9,00	1 722,60	9,00	1 722,60	-	-	-	-	-	договор на выполнение ПРС за 2018 рік (50%)	03-1
1.4.1.2.5	ПС Бродка 35 кВ	шт	246,70	7,00	1 740,87	-	-	-	-	-	7,00	1 740,87	договор на выполнение ПРС за 2018 рік (50%)	03-1
1.4.2	Модернизация ПТС 6-10кВ/1 кВ		99,00	99,00	20 181,84	-	0,50	2 995,50	11,50	5 519,09	97,00	11 667,26	неиспользованы кошти 2020 року	03-1
1.4.2.1	Модернизация ПТС в здании школы та с/школы Урзуфского района 6-10кВ/1 кВ	шт	228,40	42,00	9 592,98	-	-	-	11,00	2 532,59	31,00	7 069,39	приблизок (объем работы)	03-1
1.4.2.1.1	Модернизация ПТС в здании школы та с/школы Урзуфского района 6-10кВ/1 кВ, Урзуфский район	шт	222,14	27,00	5 997,78	-	-	-	7,00	1 554,98	29,00	4 442,80	приблизок (объем работы)	03-1
1.4.2.1.1.1	КТП-19 с. Бердичин Урзуфского района филиал Заславин (КТП)	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	1,00	222,14	-	-	приблизок (объем работы)	03-1
1.4.2.1.1.2	КТП-51 с. Стань Урзуфского района филиал Заславин (КТП)	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	1,00	222,14	-	-	приблизок (объем работы)	03-1
1.4.2.1.1.3	КТП-97 с. Радичин Урзуфского района филиал Заславин	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	1,00	222,14	-	-	приблизок (объем работы)	03-1
1.4.2.1.1.4	КТП-165 с. Радичин Урзуфского района филиал Карпатский	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	1,00	222,14	-	-	приблизок (объем работы)	03-1
1.4.2.1.1.5	КТП-481 с. Замки Урзуфского района филиал Карпатский (КТП)	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	1,00	222,14	-	-	приблизок (объем работы)	03-1
1.4.2.1.1.6	КТП-247 с. Радичин Урзуфского района филиал Карпатский	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	1,00	222,14	-	-	приблизок (объем работы)	03-1
1.4.2.1.1.7	КТП-249 с. Радичин Урзуфского района филиал Карпатский	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	1,00	222,14	-	-	приблизок (объем работы)	03-1
1.4.2.1.1.8	КТП-33 с. Радичин Урзуфского района филиал Карпатский	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	1,00	222,14	-	-	приблизок (объем работы)	03-1
1.4.2.1.1.9	КТП-58 с. Радичин Урзуфского района филиал Карпатский	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	1,00	222,14	-	-	приблизок (объем работы)	03-1
1.4.2.1.1.10	КТП-481 с. Шань Урзуфского района филиал Карпатский	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	1,00	222,14	-	-	приблизок (объем работы)	03-1
1.4.2.1.1.11	КТП-481 с. Гераси Урзуфского района филиал Карпатский	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	1,00	222,14	-	-	приблизок (объем работы)	03-1
1.4.2.1.1.12	КТП-376 с. Ягучин Урзуфского района филиал Палачурчи	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	1,00	222,14	-	-	приблизок (объем работы)	03-1
1.4.2.1.1.13	КТП-271 с. Мачи Урзуфского района филиал Палачурчи	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	1,00	222,14	-	-	приблизок (объем работы)	03-1
1.4.2.1.1.14	КТП-108 с. Стань Урзуфского района филиал Заславин	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	1,00	222,14	-	-	приблизок (объем работы)	03-1

1.4.2.1.1.15	КТП-119 с Записями Счетного района филиал Склад	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	-	1,00	222,14	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	
1.4.2.1.1.16	КТП-144 с Описями Счетного района филиал Склад	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	-	1,00	222,14	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	
1.4.2.1.1.17	КТП-157 с Трехфазным Счетным районом филиал Склад	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	-	1,00	222,14	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	
1.4.2.1.1.18	КТП-268 с Трехфазным Счетным районом филиал Склад	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	-	1,00	222,14	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	
1.4.2.1.1.19	КТП-363 с Счетным Счетным районом филиал Склад	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	-	1,00	222,14	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	
1.4.2.1.1.20	КТП-478 с Двухфазным Счетным районом филиал Склад	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	-	1,00	222,14	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	
1.4.2.1.1.21	КТП-489 с Счетным Счетным районом филиал Склад	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	-	1,00	222,14	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	
1.4.2.1.1.22	КТП-109 с Механизмом Трехфазного района филиал Склад	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	-	1,00	222,14	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	
1.4.2.1.1.23	КТП-270 с Гидротермометрическим районом филиал Склад	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	-	1,00	222,14	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	
1.4.2.1.1.24	КТП-150 с Ст. Двухфазным Трехфазным районом филиал Циркулярный	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	-	1,00	222,14	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	
1.4.2.1.1.25	КТП-274 с Коллективным Трехфазным районом филиал Циркулярный	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	-	1,00	222,14	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	
1.4.2.1.1.26	КТП-178 с Коллективным Трехфазным районом филиал Плановый	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	-	1,00	222,14	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	
1.4.2.1.1.27	КТП-116 с Рядовым Трехфазным районом филиал Плановый	шт	222,14	1,00	222,14	-	-	-	-	1,00	222,14	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	
1.4.2.1.2	Магистральные ТП в составе объекта по плану трансформатора на ТМД СО-160(160/0,4-37), 37/0,4	шт	229,79	9,00	2 068,12	-	-	-	2,00	459,58	7,00	1 608,54	прибыль (общая сумма реализована)	03-1
1.4.2.1.2.1	КТП-84 с М. Трехфазным районом филиал Засадан (П.К.Т.П.)	шт	229,79	1,00	229,79	-	-	-	1,00	229,79	-	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	
1.4.2.1.2.2	КТП-46 с Коллективным Двухфазным районом филиал Засадан (П.К.Т.П.)	шт	229,79	1,00	229,79	-	-	-	1,00	229,79	-	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	
1.4.2.1.2.3	КТП-238 с Коллективным Трехфазным районом филиал Засадан (П.К.Т.П.)	шт	229,79	1,00	229,79	-	-	-	-	1,00	229,79	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	
1.4.2.1.2.4	КТП-194 с Коллективным районом филиал Кирпичный (П.К.Т.П.)	шт	229,79	1,00	229,79	-	-	-	-	1,00	229,79	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	
1.4.2.1.2.5	КТП-239 с Трехфазным районом филиал Кирпичный	шт	229,79	1,00	229,79	-	-	-	-	1,00	229,79	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	
1.4.2.1.2.6	КТП-158 с Трехфазным Трехфазным районом филиал Засадан (П.К.Т.П.)	шт	229,79	1,00	229,79	-	-	-	-	1,00	229,79	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	
1.4.2.1.2.7	КТП-129 с Счетным Счетным районом филиал Склад	шт	229,79	1,00	229,79	-	-	-	-	1,00	229,79	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	
1.4.2.1.2.8	КТП-368 с Счетным Счетным районом филиал Склад	шт	229,79	1,00	229,79	-	-	-	-	1,00	229,79	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	
1.4.2.1.2.9	КТП-195 с Коллективным районом филиал Плановый	шт	229,79	1,00	229,79	-	-	-	-	1,00	229,79	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	
1.4.2.1.3	Магистральные ТП в составе объекта по плану трансформатора на ТМД СО-160(160/0,4-37), 37/0,4	шт	254,51	6,00	1 537,06	-	-	-	2,00	509,03	4,00	1 018,04	прибыль (общая сумма реализована)	03-1
1.4.2.1.3.1	КТП-461 с Коллективным Двухфазным районом филиал Плановый (П.К.Т.П.)	шт	254,51	1,00	254,51	-	-	-	1,00	254,51	-	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	
1.4.2.1.3.2	КТП-146 с Коллективным Двухфазным районом филиал Плановый	шт	254,51	1,00	254,51	-	-	-	1,00	254,51	-	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	
1.4.2.1.3.3	КТП-156 с Двухфазным Счетным районом филиал Склад (П.К.Т.П.)	шт	254,51	1,00	254,51	-	-	-	-	1,00	254,51	прибыль (общая сумма реализована)	03-1	

1.4.2.1.4	КПТЛ-217 с Устройства Токсикологического района (фазы) Центральная	шт	254,51	1,00	254,51	-	-	-	-	-	1,00	254,51	прибыток (обор. класс реинвестии)				03-1
1.4.2.1.5	КПТЛ-342 с Частотного Токсикологического района (фазы) Центральная	шт	254,51	1,00	254,51	-	-	-	-	-	1,00	254,51	прибыток (обор. класс реинвестии)				03-1
1.4.2.1.6	ПТЛ-53 с Двухстороннего Токсикологического района (фазы) Центральная	шт	254,51	1,00	254,51	-	-	-	-	-	1,00	254,51	прибыток (обор. класс реинвестии)				03-1
1.4.2.2	Модернизация ПТЛ в условиях отсутствия трансформаторов 6-10кВ, фаз	шт	82,10	56,00	4 597,86	-	-	-	-	-	56,00	4 597,86	дополнительно отриманий доход за результатом дальности 2019 году				
1.4.2.2.1	Модернизация ПТЛ в условиях отсутствия трансформаторов на ТМТ ССО-1001(0,4-31), УР99-0	шт	76,00	29,00	2 204,03	-	-	-	-	-	29,00	2 204,03	дополнительно отриманий доход за результатом дальности 2019 году				
1.4.2.2.1.1	КПТЛ-101 с Перехода Т-1 Казанского района (фазы) Западная	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	1,00	76,00	дополнительно отриманий доход за результатом дальности 2019 году				03-1
1.4.2.2.1.2	КПТЛ-105 с Подстанции Т-1 Казанского района (фазы) Западная	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	1,00	76,00	дополнительно отриманий доход за результатом дальности 2019 году				03-1
1.4.2.2.1.3	КПТЛ-145 с Гребенки Т-1 Казанского района (фазы) Западная	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	1,00	76,00	дополнительно отриманий доход за результатом дальности 2019 году				03-1
1.4.2.2.1.4	КПТЛ-111 с Восточной Т-1 Казанского района (фазы) Западная	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	1,00	76,00	дополнительно отриманий доход за результатом дальности 2019 году				03-1
1.4.2.2.1.5	КПТЛ-130 с/с/с Рощинки Т-1 Рощинского района (фазы) Западная	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	1,00	76,00	дополнительно отриманий доход за результатом дальности 2019 году				03-1
1.4.2.2.1.6	КПТЛ-139 с/с/с Струны Т-1 Рощинского района (фазы) Западная	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	1,00	76,00	дополнительно отриманий доход за результатом дальности 2019 году				03-1
1.4.2.2.1.7	КПТЛ-403 с/с/с Коскино Т-1 Коскинского района (фазы) Курганская	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	1,00	76,00	дополнительно отриманий доход за результатом дальности 2019 году				03-1
1.4.2.2.1.8	КПТЛ-408 с/с/с Шляхы Т-1 Коскинского района (фазы) Курганская	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	1,00	76,00	дополнительно отриманий доход за результатом дальности 2019 году				03-1
1.4.2.2.1.9	КПТЛ-411 с/с/с Коскино Т-1 Коскинского района (фазы) Курганская	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	1,00	76,00	дополнительно отриманий доход за результатом дальности 2019 году				03-1
1.4.2.2.1.10	КПТЛ-414 с/с/с Шляхы Т-1 Коскинского района (фазы) Курганская	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	1,00	76,00	дополнительно отриманий доход за результатом дальности 2019 году				03-1
1.4.2.2.1.11	КПТЛ-214 с/с/с Шляхы Т-1 Курганского района (фазы) Шляхы	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	1,00	76,00	дополнительно отриманий доход за результатом дальности 2019 году				03-1
1.4.2.2.1.12	КПТЛ-105 с/с/с Давыдов Т-1 Нагорно-Курганского района (фазы) Шляхы	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	1,00	76,00	дополнительно отриманий доход за результатом дальности 2019 году				03-1
1.4.2.2.1.13	КПТЛ-107 с/с/с Садкино Т-1 Нагорно-Курганского района (фазы) Шляхы	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	1,00	76,00	дополнительно отриманий доход за результатом дальности 2019 году				03-1

1.4.2.2.1.14	КТП-114 с. Милошаев Т-1 Брестского района филиал Плещинь	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	-	1,00	76,00	доляково отраслевой доход за результатом дальности 2019 року				03-1
1.4.2.2.1.15	КТП-103 с. Чорткова Т-1 Городищенского района филиал Сухан	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	-	1,00	76,00	доляково отраслевой доход за результатом дальности 2019 року				03-1
1.4.2.2.1.16	КТП-218 с. Тростяны Т-1 Смильчанского района филиал Сухан	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	-	1,00	76,00	доляково отраслевой доход за результатом дальности 2019 року				03-1
1.4.2.2.1.17	КТП-116 с. Уста Т-1 Смильчанского района филиал Сухан	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	-	1,00	76,00	доляково отраслевой доход за результатом дальности 2019 року				03-1
1.4.2.2.1.18	КТП-134 с. Дольны Т-1 Смильчанского района филиал Сухан	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	-	1,00	76,00	доляково отраслевой доход за результатом дальности 2019 року				03-1
1.4.2.2.1.19	КТП-343 с. Крыжовица Т-1 Смильчанского района филиал Сухан	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	-	1,00	76,00	доляково отраслевой доход за результатом дальности 2019 року				03-1
1.4.2.2.1.20	КТП-78 с. Пруцк Т-1 Смильчанского района филиал Сухан	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	-	1,00	76,00	доляково отраслевой доход за результатом дальности 2019 року				03-1
1.4.2.2.1.21	КТП-128 с. Гуринь Т-1 Туровского района филиал Сухан	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	-	1,00	76,00	доляково отраслевой доход за результатом дальности 2019 року				03-1
1.4.2.2.1.22	КТП-156 с. Кувичи Т-1 Туровского района филиал Сухан	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	-	1,00	76,00	доляково отраслевой доход за результатом дальности 2019 року				03-1
1.4.2.2.1.23	КТП-394 с. Жагань Т-1 Туровского района филиал Сухан	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	-	1,00	76,00	доляково отраслевой доход за результатом дальности 2019 року				03-1
1.4.2.2.1.24	КТП-407 «Борисовичи Т-1 Туровского района филиал Сухан	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	-	1,00	76,00	доляково отраслевой доход за результатом дальности 2019 року				03-1
1.4.2.2.1.25	КТП-133 с. Коростовичи Гомельского района филиал Плещинь	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	-	1,00	76,00	доляково отраслевой доход за результатом дальности 2019 року				03-1
1.4.2.2.1.26	КТП-207 с. Ст. Мядурино Гомельского района филиал Плещинь	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	-	1,00	76,00	доляково отраслевой доход за результатом дальности 2019 року				03-1
1.4.2.2.1.27	КТП-318 с. Рудавичи Т-1 Костюковичского района филиал Костюковичи	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	-	1,00	76,00	доляково отраслевой доход за результатом дальности 2019 року				03-1
1.4.2.2.1.28	КТП-141 с. Колычи Т-1 Костюковичского района филиал Костюковичи	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	-	1,00	76,00	доляково отраслевой доход за результатом дальности 2019 року				03-1
1.4.2.2.1.29	КТП-112 с. Цемань Т-1 Костюковичского района филиал Костюковичи	шт	76,00	1,00	76,00	-	-	-	-	-	-	1,00	76,00	доляково отраслевой доход за результатом дальности 2019 року				03-1

1.4.2.2.2	Микроплата ПТ115 с модулем внешнего трансформатора по ТМТСО-160/10/0,4-3/1, У/Ум-0	шт	82,70	21,00	1 736,68	-	-	-	-	1 736,68	21,00	1,00	82,70	03-1	доплатное отрываемый лист за результатом дальности 2019 року
1.4.2.2.1	КПТ1-15 м. Дюймов Т-1. Доплата за работу фазы	шт	82,70	1,00	82,70	-	-	-	-	82,70	1,00	1,00	82,70	03-1	доплатное отрываемый лист за результатом дальности 2019 року
1.4.2.2.2	КПТ1-27 с Ст Милуна Т-1. Доплата за работу фазы	шт	82,70	1,00	82,70	-	-	-	-	82,70	1,00	1,00	82,70	03-1	доплатное отрываемый лист за результатом дальности 2019 року
1.4.2.2.3	КПТ1-144 с Милуна Т-1. Доплата за работу фазы	шт	82,70	1,00	82,70	-	-	-	-	82,70	1,00	1,00	82,70	03-1	доплатное отрываемый лист за результатом дальности 2019 року
1.4.2.2.4	КПТ1-28 с Ст Милуна Т-1. Доплата за работу фазы	шт	82,70	1,00	82,70	-	-	-	-	82,70	1,00	1,00	82,70	03-1	доплатное отрываемый лист за результатом дальности 2019 року
1.4.2.2.5	КПТ1-321 с Оболочка Т-1. Доплата за работу фазы	шт	82,70	1,00	82,70	-	-	-	-	82,70	1,00	1,00	82,70	03-1	доплатное отрываемый лист за результатом дальности 2019 року
1.4.2.2.6	ШПТ1-313 м. Оболочка Т-1. Доплата за работу фазы	шт	82,70	1,00	82,70	-	-	-	-	82,70	1,00	1,00	82,70	03-1	доплатное отрываемый лист за результатом дальности 2019 року
1.4.2.2.7	ШПТ1-40 с Самика Т-1. Доплата за работу фазы	шт	82,70	1,00	82,70	-	-	-	-	82,70	1,00	1,00	82,70	03-1	доплатное отрываемый лист за результатом дальности 2019 року
1.4.2.2.8	КПТ1-250 с. Харовина Т-1. Доплата за работу фазы	шт	82,70	1,00	82,70	-	-	-	-	82,70	1,00	1,00	82,70	03-1	доплатное отрываемый лист за результатом дальности 2019 року
1.4.2.2.9	КПТ1-221 см + Купа Т-1. Доплата за работу фазы	шт	82,70	1,00	82,70	-	-	-	-	82,70	1,00	1,00	82,70	03-1	доплатное отрываемый лист за результатом дальности 2019 року
1.4.2.2.10	КПТ1-277 см + Купа Т-1. Доплата за работу фазы	шт	82,70	1,00	82,70	-	-	-	-	82,70	1,00	1,00	82,70	03-1	доплатное отрываемый лист за результатом дальности 2019 року
1.4.2.2.11	КПТ1-98 с.Л. Таровина Т-1. Доплата за работу фазы	шт	82,70	1,00	82,70	-	-	-	-	82,70	1,00	1,00	82,70	03-1	доплатное отрываемый лист за результатом дальности 2019 року
1.4.2.2.12	КПТ1-171, Луба Т-1. Доплата за работу фазы	шт	82,70	1,00	82,70	-	-	-	-	82,70	1,00	1,00	82,70	03-1	доплатное отрываемый лист за результатом дальности 2019 року
1.4.2.2.13	КПТ1-308 с. Сетовина Т-1. Доплата за работу фазы	шт	82,70	1,00	82,70	-	-	-	-	82,70	1,00	1,00	82,70	03-1	доплатное отрываемый лист за результатом дальности 2019 року
1.4.2.2.14	КПТ1-117 м. Таровина Т-1. Доплата за работу фазы	шт	82,70	1,00	82,70	-	-	-	-	82,70	1,00	1,00	82,70	03-1	доплатное отрываемый лист за результатом дальности 2019 року
1.4.2.2.15	КПТ1-58 с. Фрунзана Т-1. Доплата за работу фазы	шт	82,70	1,00	82,70	-	-	-	-	82,70	1,00	1,00	82,70	03-1	доплатное отрываемый лист за результатом дальности 2019 року

1.4.2.2.2.16	КТП-207 с График Т-1 Кооперативного районого филиала Кооператива	шт	82,70	1,00	82,70	-	-	-	-	1,00	-	82,70	доляково отриманий дохід за результатами діяльності 2019 року	03-1
1.4.2.2.2.17	ТТ-294 с Овита фані Селам	шт	82,70	1,00	82,70	-	-	-	-	1,00	-	82,70	прибуток (обов'язкові рішеннями)	03-1
1.4.2.2.2.18	ТТ-268 с Гринча фані Пилуча	шт	82,70	1,00	82,70	-	-	-	-	1,00	-	82,70	прибуток (обов'язкові рішеннями)	03-1
1.4.2.2.2.19	ТТ-20 с Прушка фані Селам	шт	82,70	1,00	82,70	-	-	-	-	1,00	-	82,70	прибуток (обов'язкові рішеннями)	03-1
1.4.2.2.2.20	ТТ-530 с П. Варб'ва фані Кооператива	шт	82,70	1,00	82,70	-	-	-	-	1,00	-	82,70	прибуток (обов'язкові рішеннями)	03-1
1.4.2.2.2.21	ТТ-267 с Ст Малуш фані Засдам	шт	82,70	1,00	82,70	-	-	-	-	1,00	-	82,70	прибуток (обов'язкові рішеннями)	03-1
1.4.2.2.3	Міжрайонна ТТІ в складі складеного трансфертного на ТМГ-25010100-4-31, 3/0 м-0	шт	109,53	6,00	657,16	-	-	-	-	6,00	-	657,16	доляково отриманий дохід за результатами діяльності 2019 року	
1.4.2.2.3.1	КТП-191 с Рашка Т-1 Германьського районого филиала Селам	шт	109,53	1,00	109,53	-	-	-	-	1,00	-	109,53	доляково отриманий дохід за результатами діяльності 2019 року	03-1
1.4.2.2.3.2	ЗТТ-7 м Іванів-Фрунзівська Т-1 филиал Центрального	шт	109,53	1,00	109,53	-	-	-	-	1,00	-	109,53	доляково отриманий дохід за результатами діяльності 2019 року	03-1
1.4.2.2.3.3	КТП-210 с Уршма Т-1 Тисовського районого филиала Центрального	шт	109,53	1,00	109,53	-	-	-	-	1,00	-	109,53	доляково отриманий дохід за результатами діяльності 2019 року	03-1
1.4.2.2.3.4	ТТ-542 м Коста с фані Іванівська	шт	109,53	1,00	109,53	-	-	-	-	1,00	-	109,53	прибуток (обов'язкові рішеннями)	03-1
1.4.2.2.3.5	ТТ-178 с Кошана фані Засдам	шт	109,53	1,00	109,53	-	-	-	-	1,00	-	109,53	прибуток (обов'язкові рішеннями)	03-1
1.4.2.2.3.6	ТТ-404 м Сатра фані Селам	шт	109,53	1,00	109,53	-	-	-	-	1,00	-	109,53	прибуток (обов'язкові рішеннями)	03-1
1.4.2.3	Міжрайонна ТТІ в складі складеного трансфертного на ТМГ-25010100-4-31, 3/0 м-0	шт	599,100	1,00	5 991,00	0,50	2 995,50	0,50	2 995,50	-	-	2 995,50	виорганізація	03-1
1.4.2.3.1	Міжрайонна ТТІ 1007 Іванів-Фрунзівська 1 м-0	шт	599,100	1,00	5 991,00	-	-	-	-	-	-	5 991,00	прибуток (обов'язкові рішеннями)	03-1
1.5	Іванів		8 827,05	5,00	8 827,05	119,60	483,43	216,56	6 999,55	14,65	14,65	1 274,46	прибуток (обов'язкові рішеннями)	
1.5.1	Іванів		8 827,05	5,00	8 827,05	119,60	483,43	216,56	6 999,55	14,65	14,65	1 274,46	прибуток (обов'язкові рішеннями)	
1.5.1.1	Іванів		71,98	4,85	349,12	-	-	-	-	-	-	349,12	прибуток (обов'язкові рішеннями)	
1.5.1.1.1	Розробка ІБК-2 "Головне підприємство КЗ-6,4 мВ м.д. ТТ-287 до С.Уш. 1 та м. Іванів-Фрунзівська"	км	31,80	0,30	9,54	-	-	-	-	0,30	0,30	9,54	за первісна реактивна об'єктів	ІБК-2
1.5.1.1.2	Розробка ІБК-2 "Головне підприємство КЗ-6,4 мВ м.д. ТТ-287 до С.Уш. 1 та м. Іванів-Фрунзівська"	км	63,15	0,30	24,95	-	-	-	-	0,30	0,30	24,95	за первісна реактивна об'єктів	ІБК-2
1.5.1.1.3	Розробка ІБК-2 "Головне підприємство КЗ-6,4 мВ м.д. ТТ-261 до С.Уш. 1,7, 6, 9, 5, 8, м. Іванів-Фрунзівська"	км	61,16	0,40	32,46	-	-	-	-	0,40	0,40	32,46	за первісна реактивна об'єктів	ІБК-2
1.5.1.1.4	Розробка ІБК-2 "Головне підприємство КЗ-6,4 мВ м.д. ТТ-285 до С.Уш. 11 м. Іванів-Фрунзівська"	км	37,68	0,20	7,58	-	-	-	-	0,20	0,20	7,58	прибуток (обов'язкові рішеннями)	ІБК-2
1.5.1.1.5	Розробка ІБК-2 "Головне підприємство КЗ-6,4 мВ м.д. ТТ-285 до С.Уш. 11 м. Іванів-Фрунзівська"	км	111,13	0,20	26,23	-	-	-	-	0,20	0,20	26,23	за первісна реактивна об'єктів	ІБК-2
1.5.1.1.6	Розробка ІБК-2 "Головне підприємство КЗ-6,4 мВ м.д. ТТ-285 до С.Уш. 11 м. Іванів-Фрунзівська"	км	66,41	0,75	51,32	-	-	-	-	0,75	0,75	51,32	за первісна реактивна об'єктів	ІБК-2
1.5.1.1.7	ТТ-4-2 м. Іванів-Фрунзівська ІБК-2 м. Іванів-Фрунзівська"	км	37,50	0,50	18,75	-	-	-	-	0,50	0,50	18,75	за первісна реактивна об'єктів	ІБК-2

1.5.1.91	Работы ПКСД "Будингостроительные работы" ПП для строительства ПП-55 с/Лесхоза в ПП-56 с/Лесхоза филиал Заслав, ПП-10 кВ, ПП-0,4 кВ для подключения существующего ПП 1000,4 кВ	шт	38,67	1,00	38,67	1,00	38,67												нет выполнения работ, пока не утверждена ПКСД
1.5.1.92	Работы ПКСД "Будингостроительные работы" ПП для строительства ПП-52 с/Областного филиала Пинича, ПП-10 кВ, ПП-0,4 кВ для подключения существующего ПП 1000,4 кВ	шт	40,60	1,00	40,60	1,00	40,60												нет выполнения работ, пока не утверждена ПКСД
1.5.1.93	Работы ПКСД "Будингостроительные работы" ПП для строительства ПП-104 с/Техно филиал Заслав, ПП-10 кВ, ПП-0,4 кВ для подключения существующего ПП 1000,4 кВ	шт	27,46	1,00	27,46	1,00	27,46												нет выполнения работ, пока не утверждена ПКСД
1.5.1.94	Работы ПКСД "Будингостроительные работы" ПП для строительства ПП-148 с/Милочинский филиал Заслав, ПП-10 кВ, ПП-0,4 кВ для подключения существующего ПП 1000,4 кВ	шт	44,38	1,00	44,38	1,00	44,38												нет выполнения работ, пока не утверждена ПКСД
1.5.1.95	Работы ПКСД "Будингостроительные работы" ПП для строительства ПП-109 с/Старый филиал Заслав, ПП-10 кВ, ПП-0,4 кВ для подключения существующего ПП 1000,4 кВ	шт	22,60	1,00	22,60	1,00	22,60												нет выполнения работ, пока не утверждена ПКСД
1.5.1.96	Работы ПКСД "Будингостроительные работы" ПП для строительства ПП-25 с/Новинский филиал Заслав, ПП-10 кВ, ПП-0,4 кВ для подключения существующего ПП 1000,4 кВ	шт	27,28	1,00	27,28	1,00	27,28												нет выполнения работ, пока не утверждена ПКСД
1.5.1.97	Работы ПКСД "Будингостроительные работы" ПП для строительства ПП-286 с/Лесхоза филиал Заслав, ПП-10 кВ, ПП-0,4 кВ для подключения существующего ПП 1000,4 кВ	шт	37,00	1,00	37,00	1,00	37,00												нет выполнения работ, пока не утверждена ПКСД
1.5.1.98	Работы ПКСД "Будингостроительные работы" ПП для строительства ПП-191 с/Терехов филиал Коростовский, ПП-10 кВ, ПП-0,4 кВ для подключения существующего ПП 1000,4 кВ	шт	39,34	1,00	39,34	1,00	39,34												нет выполнения работ, пока не утверждена ПКСД
1.5.1.99	Работы ПКСД "Будингостроительные работы" ПП для строительства ПП-4 с/Мирный филиал Пинича, ПП-10 кВ, ПП-0,4 кВ для подключения существующего ПП 1000,4 кВ	шт	42,86	1,00	42,86	1,00	42,86												нет выполнения работ, пока не утверждена ПКСД
1.5.1.100	Работы ПКСД "Будингостроительные работы" ПП для строительства ПП-249 в ПП-434 с/Холмский филиал Заслав, ПП-10 кВ, ПП-0,4 кВ для подключения существующего ПП 1000,4 кВ	шт	19,36	1,00	19,36	1,00	19,36												нет выполнения работ, пока не утверждена ПКСД
1.5.1.101	Работы ПКСД "Будингостроительные работы" ПП для строительства ПП-75 с/Кроносский филиал Коростовский, ПП-10 кВ, ПП-0,4 кВ для подключения существующего ПП 1000,4 кВ	шт	22,06	1,00	22,06	1,00	22,06												нет выполнения работ, пока не утверждена ПКСД
1.5.1.4	Проектирование ПП-0,4 кВ	км	27,96	107,01	2 349,74	4,00	73,80	99,71	2 215,06	3,30	66,89								нет выполнения работ, пока не утверждена ПКСД
1.5.1.4.1	Работы ПКСД "Техническое проектирование" км 0,4 кВ ПП-192 с/Косовый Косовский район	км	18,45	11,30	208,49	4,00	73,80	4,00	73,80	3,30	60,89								нет выполнения работ, пока не утверждена ПКСД
1.5.1.4.2	Работы ПКСД "Проектирование" ПП 10 кВ на ПП 266 до ПП-249	км	44,08	4,90	215,98	-	-	4,90	215,98	-	-								нет выполнения работ, пока не утверждена ПКСД
1.5.1.4.3	Работы ПКСД "Проектирование" ПП 10 кВ на ПП 266 до ПП-344	км	41,58	4,90	203,74	-	-	4,90	203,74	-	-								нет выполнения работ, пока не утверждена ПКСД
1.5.1.4.4	Работы ПКСД "Проектирование" ПП 10 кВ на ПП 321 до ПП 373	км	29,27	6,40	187,35	-	-	6,40	187,35	-	-								нет выполнения работ, пока не утверждена ПКСД
1.5.1.4.5	Работы ПКСД "Проектирование" ПП 10 кВ на ПС 35/10 Пинича до ПП 193	км	34,48	4,40	151,70	-	-	4,40	151,70	-	-								нет выполнения работ, пока не утверждена ПКСД
1.5.1.4.6	Работы ПКСД "Проектирование" ПП-10 кВ ПС Яблонь-ББ-236 от Бараново км от 476-444"	км	33,92	2,64	89,55	-	-	2,64	89,55	-	-								нет выполнения работ, пока не утверждена ПКСД
1.5.1.4.7	Работы ПКСД "Проектирование" ПП-10 кВ ПС Яблонь-ББ-136 от Бараново км от 105-136"	км	39,17	1,60	62,68	-	-	1,60	62,68	-	-								нет выполнения работ, пока не утверждена ПКСД
1.5.1.4.8	Работы ПКСД "Проектирование" ПП-10 кВ ПС Устрица - КР-212 от Устрица км от 15-29"	км	46,16	0,96	44,32	-	-	0,96	44,32	-	-								нет выполнения работ, пока не утверждена ПКСД
1.5.1.4.9	Работы ПКСД "Проектирование" ПП 10 кВ от Милочинский филиал Заслав в район подстанции ПП-110 кВ от Стрипичи	км	454,67	0,05	24,10	-	-	0,05	24,10	-	-								нет выполнения работ, пока не утверждена ПКСД
1.5.1.4.10	Работы ПКСД "Проектирование" ПП 10 кВ от Подстанции-2 на ПП "Пинича-1" ПП	км	59,89	0,58	34,74	-	-	0,58	34,74	-	-								нет выполнения работ, пока не утверждена ПКСД
1.5.1.4.11	Работы ПКСД "Проектирование" ПП 10 кВ от от Яблонь на ПП "Пинича-1" ПП	км	6,79	30,60	203,73	-	-	30,60	203,73	-	-								нет выполнения работ, пока не утверждена ПКСД

Код	Наименование объекта	КМ	2.25	80,90	2,25	-	-	80,90	2,25	-	-	-	80,90	2,25	-	-	-	80,90	2,25	-	-	мет. материалы работ, пазы на перегородках
1.5.1.4.12	Ремонт ПВД "Реконструкция ПУ 10 кВ пр. Попова на ПС Стрелка 35кВ"	км	35,96	2,25	80,90	-	-	80,90	2,25	-	-	-	80,90	2,25	-	-	-	80,90	2,25	-	-	мет. материалы работ, пазы на перегородках
1.5.1.4.13	Ремонт ПВД "Реконструкция ПУ 10 кВ пр. Бухарина, ПС Ровная ТП-456"	км	32,40	4,20	136,09	-	-	136,09	4,20	-	-	-	136,09	4,20	-	-	-	136,09	4,20	-	-	мет. материалы работ, пазы на перегородках
1.5.1.4.14	Ремонт ПВД "Реконструкция ПУ 10 кВ пр. Бухарина ТП-456-ПБ-350 мж. кв. 471-498"	км	40,99	1,40	57,39	-	-	57,39	1,40	-	-	-	57,39	1,40	-	-	-	57,39	1,40	-	-	мет. материалы работ, пазы на перегородках
1.5.1.4.15	Ремонт ПВД "Реконструкция ПУ 10 кВ пр. Гвардейца ПС-Лугин-3ТТ1-532 пр. ПБ-351"	км	3,78	14,25	53,82	-	-	53,82	14,25	-	-	-	53,82	14,25	-	-	-	53,82	14,25	-	-	мет. материалы работ, пазы на перегородках
1.5.1.4.16	Ремонт ПВД "Реконструкция ПУ 10 кВ пр. ТИ-264 (ТП-264-КР-80 пр. Пазышев)"	км	29,38	5,30	155,71	-	-	155,71	5,30	-	-	-	155,71	5,30	-	-	-	155,71	5,30	-	-	мет. материалы работ, пазы на перегородках
1.5.1.4.17	Ремонт ПВД "Реконструкция ПУ 10 кВ пр. "Профсоюз" на ПС "Профсоюз 35 кВ"	км	31,20	3,90	121,70	-	-	121,70	3,90	-	-	-	121,70	3,90	-	-	-	121,70	3,90	-	-	мет. материалы работ, пазы на перегородках
1.5.1.4.18	Ремонт ПВД "Реконструкция ПУ 10 кВ пр. "Оптика" на ПС "Забавитя 110 кВ"	км	57,22	0,60	34,33	-	-	34,33	0,60	-	-	-	34,33	0,60	-	-	-	34,33	0,60	-	-	мет. материалы работ, пазы на перегородках
1.5.1.4.19	Ремонт ПВД "Реконструкция ПУ 10 кВ пр. Белые на ПС "Шевченко 35 кВ"	км	42,59	1,20	51,11	-	-	51,11	1,20	-	-	-	51,11	1,20	-	-	-	51,11	1,20	-	-	мет. материалы работ, пазы на перегородках
1.5.1.4.20	Ремонт ПВД "Реконструкция ПУ-10 кВ пр. Тушица на ПС "Давуца 35 кВ"	км	61,57	0,42	25,84	-	-	25,84	0,42	-	-	-	25,84	0,42	-	-	-	25,84	0,42	-	-	мет. материалы работ, пазы на перегородках
1.5.1.4.21	Ремонт ПВД "Реконструкция ПУ-10 кВ Кривуца на ПС "Ом 110 кВ" в реконструкции на ПУ 10 кВ пр. Корсаки на ПС "Тучков 35 кВ" на ПУ 10 кВ пр. Забытая на ПС "Орша 110 кВ"	км	30,25	5,50	166,38	-	-	166,38	5,50	-	-	-	166,38	5,50	-	-	-	166,38	5,50	-	-	мет. материалы работ, пазы на перегородках
1.5.1.4.22	Ремонт ПВД "Реконструкция инвертор через ряд ПУ 10 кВ ТП-4-6-ТП1-162"	км	174,43	0,12	20,93	-	-	20,93	0,12	-	-	-	20,93	0,12	-	-	-	20,93	0,12	-	-	мет. материалы работ, пазы на перегородках
1.5.1.4.23	Ремонт ПВД "Реконструкция инвертор через ряд ПУ 10 кВ пр. ТП-162"	км	156,87	0,14	19,16	-	-	19,16	0,14	-	-	-	19,16	0,14	-	-	-	19,16	0,14	-	-	мет. материалы работ, пазы на перегородках
1.5.1.5	Реконструкция ТП-4-10 кВ	шт	44,37	1,00	44,37	-	-	44,37	1,00	-	-	-	44,37	1,00	-	-	-	44,37	1,00	-	-	мет. материалы работ, пазы на перегородках
1.5.1.5.1	Ремонт ПВД "Техническое перевооружение ТП1-40 в. линия "Фрунзе"	шт	44,37	1,00	44,37	-	-	44,37	1,00	-	-	-	44,37	1,00	-	-	-	44,37	1,00	-	-	мет. материалы работ, пазы на перегородках
1.5.1.6	Ремонт ПВД "Реконструкция ШП-4 кВ ТП1-ТП-В-32-ДТП1-1"	км	55,98	1,20	67,18	-	-	67,18	1,20	-	-	-	67,18	1,20	-	-	-	67,18	1,20	-	-	мет. материалы работ, пазы на перегородках
1.5.1.7	Ремонт ПВД "Будайняцкы ПС 106 кВ"	шт	269,57	1,00	269,57	-	0,50	134,78	0,50	-	-	-	134,78	0,50	-	-	-	134,78	0,50	-	-	мет. материалы работ, пазы на перегородках
1.5.1.8	Ремонт ПВД "Будайняцкы КВ-10 кВ на ПС "Валюцкы"	км	55,66	4,50	250,49	-	2,00	111,32	2,50	-	-	-	111,32	2,50	-	-	-	111,32	2,50	-	-	мет. материалы работ, пазы на перегородках
1.5.1.9	Ремонт ПВД "Будайняцкы ПС 35/10 кВ "Журацын"	шт	448,12	1,00	448,12	-	-	448,12	1,00	-	-	-	448,12	1,00	-	-	-	448,12	1,00	-	-	мет. материалы работ, пазы на перегородках
1.5.1.10	Ремонт ПВД "Будайняцкы ПС 35/10 кВ Березы"	шт	497,70	1,00	497,70	-	-	497,70	1,00	-	-	-	497,70	1,00	-	-	-	497,70	1,00	-	-	мет. материалы работ, пазы на перегородках
1.5.1.11	Ремонт ПВД "Реконструкция ПС 110/35/10 кВ "Журацын"	шт	328,33	1,00	328,33	-	-	328,33	1,00	-	-	-	328,33	1,00	-	-	-	328,33	1,00	-	-	мет. материалы работ, пазы на перегородках
1.5.1.12	Ремонт ПВД "Будайняцкы инвертор ПУ 35 кВ на ПС 110 кВ Якута на ПС Березы"	км	21,97	32,00	526,26	5,00	119,60	6,00	143,53	7,00	167,45	4,00	167,45	7,00	167,45	4,00	167,45	7,00	167,45	4,00	167,45	мет. материалы работ, пазы на перегородках
Итого за разделом 1					337 179,00		45 568,96	90 639,42	72 084,10				128 886,62									
2. Замена и установка существующих сетей																						
2.1	Подстанции АСКОН на ТП 100,4 кВ				27 469,75		9 297,02	2 288,72	9 672,22				2 288,72					2 288,72				
2.1.1	Безымянная АСКОН на ТП 100,4 кВ на базе бывшего подстанции существующей с оборудованием на территории бывшего производственного объекта (г.Ильичевский район)	шт			27 469,75		9 297,02	2 288,72	9 672,22				2 288,72					2 288,72				привозок (объем работ, исключая транспортировку материалов) кошта 2020 (NMS)
2.1.1.1	Подстанции АСКОН на ТП 100,4 кВ на базе бывшего подстанции существующей с оборудованием на территории бывшего производственного объекта (г.Ильичевский район)	шт	18,78	473,00	8 873,50	96,00	1 800,96	116,00	2 176,16	122,00	119,00	139,00	2 288,72	122,00	119,00	139,00	119,00	2 288,72	122,00	119,00	139,00	привозок (объем работ, исключая транспортировку материалов) кошта 2020 (NMS)

2.1.1.2	Итого для АСКОВ: на ТП 1000 кВ и на безвентиляторных электроподстанциях в субъектах РС в составе на территории Итого-Финансирование области (подробнее см. в приложении)	итг	576,62	26,00	14 992,12	13,00	7 496,06	13,00	7 496,06	-	-	-	-	-	-	-	за переводы расходов в/с дохода на прибыль ТБЕ за 2018 г. (50%), дающего отрывочный доход за результатом дальности 2019 году	03-1
2.1.1.3	Итого для АСКОВ: в категориальном составе и Итого-Финансирование (подробнее см. в приложении)	об/сх	7583,33	0,48	3 604,13	-	-	-	-	0,48	1 604,13	1 604,13	1 604,13	1 604,13	1 604,13	1 604,13	за переводы расходов в/с дохода на прибыль ТБЕ за 2018 г. (50%), дающего отрывочный доход за результатом дальности 2019 году	03-1
2.2	Итого для АСКОВ на ИС 110/35 кВ и на ИС 110/10 кВ (подробнее см. в приложении)	итг	15,44	5,00	77,20	1,00	15,44	1,00	15,44	2,00	30,88	30,88	30,88	30,88	30,88	30,88	за переводы расходов в/с дохода на прибыль ТБЕ за 2018 г. (50%), дающего отрывочный доход за результатом дальности 2019 году	03-1
2.2.1	Итого для АСКОВ на ИС 110/35 кВ и на ИС 110/10 кВ (подробнее см. в приложении)	итг	6,25	8,00	359,52	12,00	102,72	24,00	205,44	6,00	51,36	51,36	51,36	51,36	51,36	51,36	за переводы расходов в/с дохода на прибыль ТБЕ за 2018 г. (50%), дающего отрывочный доход за результатом дальности 2019 году	03-1
2.2.2	Итого для АСКОВ на ИС 110/35 кВ и на ИС 110/10 кВ (подробнее см. в приложении)	итг	8,56	12,00	102,72	3,00	25,68	6,00	457,20	3,00	25,68	25,68	25,68	25,68	25,68	25,68	за переводы расходов в/с дохода на прибыль ТБЕ за 2018 г. (50%), дающего отрывочный доход за результатом дальности 2019 году	03-1
2.2.3	Итого для АСКОВ на ИС 110/35 кВ и на ИС 110/10 кВ (подробнее см. в приложении)	итг	76,20	15,00	1 143,00	6,00	457,20	6,00	457,20	3,00	228,60	228,60	228,60	228,60	228,60	228,60	за переводы расходов в/с дохода на прибыль ТБЕ за 2018 г. (50%), дающего отрывочный доход за результатом дальности 2019 году	03-1
2.2.4	Итого для АСКОВ на ИС 110/35 кВ и на ИС 110/10 кВ (подробнее см. в приложении)	итг	58,50	14,00	819,00	3,00	175,50	3,00	175,50	1,00	38,50	38,50	38,50	38,50	38,50	38,50	за переводы расходов в/с дохода на прибыль ТБЕ за 2018 г. (50%), дающего отрывочный доход за результатом дальности 2019 году	03-1
2.2.5	Итого для АСКОВ на ИС 110/35 кВ и на ИС 110/10 кВ (подробнее см. в приложении)	итг	48,64	3,00	145,92	1,00	145,92	1,00	145,92	3,00	145,92	145,92	145,92	145,92	145,92	145,92	за переводы расходов в/с дохода на прибыль ТБЕ за 2018 г. (50%), дающего отрывочный доход за результатом дальности 2019 году	03-1
2.2.6	Итого для АСКОВ на ИС 110/35 кВ и на ИС 110/10 кВ (подробнее см. в приложении)	итг	34,67	3,00	104,00	1,00	104,00	1,00	104,00	3,00	104,00	104,00	104,00	104,00	104,00	104,00	за переводы расходов в/с дохода на прибыль ТБЕ за 2018 г. (50%), дающего отрывочный доход за результатом дальности 2019 году	03-1
2.2.7	Итого для АСКОВ на ИС 110/35 кВ и на ИС 110/10 кВ (подробнее см. в приложении)	итг	20,80	333,00	6 926,40	67,00	1 395,60	83,00	1 726,40	83,00	1 726,40	1 726,40	1 726,40	1 726,40	1 726,40	1 726,40	за переводы расходов в/с дохода на прибыль ТБЕ за 2018 г. (50%), дающего отрывочный доход за результатом дальности 2019 году	03-1
2.3	Итого для АСКОВ на ИС 110/35 кВ и на ИС 110/10 кВ (подробнее см. в приложении)	итг	2,97	6 114,00	18 158,58	1 222,00	3 629,34	1 529,00	4 541,13	1 529,00	4 541,13	4 541,13	4 541,13	4 541,13	4 541,13	4 541,13	за переводы расходов в/с дохода на прибыль ТБЕ за 2018 г. (50%), дающего отрывочный доход за результатом дальности 2019 году	03-1
2.3.1	Итого для АСКОВ на ИС 110/35 кВ и на ИС 110/10 кВ (подробнее см. в приложении)	итг	2,97	414,00	1 211,02	83,00	241,19	104,00	304,72	104,00	304,72	304,72	304,72	304,72	304,72	304,72	за переводы расходов в/с дохода на прибыль ТБЕ за 2018 г. (50%), дающего отрывочный доход за результатом дальности 2019 году	03-1
2.3.2	Итого для АСКОВ на ИС 110/35 кВ и на ИС 110/10 кВ (подробнее см. в приложении)	итг	2,97	6 114,00	18 158,58	1 222,00	3 629,34	1 529,00	4 541,13	1 529,00	4 541,13	4 541,13	4 541,13	4 541,13	4 541,13	4 541,13	за переводы расходов в/с дохода на прибыль ТБЕ за 2018 г. (50%), дающего отрывочный доход за результатом дальности 2019 году	03-1
2.3.3	Итого для АСКОВ на ИС 110/35 кВ и на ИС 110/10 кВ (подробнее см. в приложении)	итг	2,97	6 114,00	18 158,58	1 222,00	3 629,34	1 529,00	4 541,13	1 529,00	4 541,13	4 541,13	4 541,13	4 541,13	4 541,13	4 541,13	за переводы расходов в/с дохода на прибыль ТБЕ за 2018 г. (50%), дающего отрывочный доход за результатом дальности 2019 году	03-1
2.3.4	Итого для АСКОВ на ИС 110/35 кВ и на ИС 110/10 кВ (подробнее см. в приложении)	итг	2,97	6 114,00	18 158,58	1 222,00	3 629,34	1 529,00	4 541,13	1 529,00	4 541,13	4 541,13	4 541,13	4 541,13	4 541,13	4 541,13	за переводы расходов в/с дохода на прибыль ТБЕ за 2018 г. (50%), дающего отрывочный доход за результатом дальности 2019 году	03-1
2.4	Итого для АСКОВ на ИС 110/35 кВ и на ИС 110/10 кВ (подробнее см. в приложении)	итг	281,57	1,00	233,57	1,00	233,57	1,00	233,57	1,00	233,57	233,57	233,57	233,57	233,57	233,57	за переводы расходов в/с дохода на прибыль ТБЕ за 2018 г. (50%), дающего отрывочный доход за результатом дальности 2019 году	03-1
2.4.1	Итого для АСКОВ на ИС 110/35 кВ и на ИС 110/10 кВ (подробнее см. в приложении)	итг	281,57	1,00	233,57	1,00	233,57	1,00	233,57	1,00	233,57	233,57	233,57	233,57	233,57	233,57	за переводы расходов в/с дохода на прибыль ТБЕ за 2018 г. (50%), дающего отрывочный доход за результатом дальности 2019 году	03-1
2.4.2	Итого для АСКОВ на ИС 110/35 кВ и на ИС 110/10 кВ (подробнее см. в приложении)	итг	279,00	1,00	279,00	1,00	279,00	1,00	279,00	1,00	279,00	279,00	279,00	279,00	279,00	279,00	за переводы расходов в/с дохода на прибыль ТБЕ за 2018 г. (50%), дающего отрывочный доход за результатом дальности 2019 году	03-1

2.4.3	Дорога с/уезда на маршрут МТ500 або автобус	шт	216,00	1,00	516,00	-	-	1,00	516,00	-	-	-	-	-	-	доказово отриманий заход на реставрацію дачахості 2019 року	03-1
2.4.4	Резерв Гелер - 03	шт	580,00	1,00	580,00	-	-	1,00	580,00	-	-	-	-	-	-	неповторна вартість 2020 року	03-1
2.5	Інше обладнання в рамках виконання завдань зі зменшення витрат електричної енергії				2 129,85												
2.5.1	Трансформатор ступня 10кВ ТОВУ-10-1,2-П1-0,55/10Р-15005	шт	8,50	9,00	76,50	-	-	9,00	76,50	-	-	-	-	-	-	прибуток (обов'язковий реінвестування)	03-1
2.5.2	Випробувальні трансформатори ступня ТОВУ-10-2-3-П2-0,55/10Р-15005	шт	9,59	18,00	172,58	-	-	18,00	172,58	-	-	-	-	-	-	прибуток (обов'язковий реінвестування)	03-1
2.5.3	Лічильник 1ф МТХ 1010 ДН 212-0004	шт	3,16	15,00	47,40	-	-	15,00	47,40	-	-	-	-	-	-	прибуток (обов'язковий реінвестування)	03-1
2.5.4	Лічильник 1ф МТХ КС30 ДК 411-0004	шт	4,68	35,00	170,80	-	-	35,00	170,80	-	-	-	-	-	-	прибуток (обов'язковий реінвестування)	03-1
2.5.5	Лічильник 1ф МТХ КС20 ДД 3М1-0004	шт	4,56	17,00	77,52	-	-	17,00	77,52	-	-	-	-	-	-	прибуток (обов'язковий реінвестування)	03-1
2.5.6	Лічильник 1ф НК 2104 АРТТ 1802 МС 11	шт	1,58	90,00	124,20	-	-	90,00	124,20	-	-	-	-	-	-	прибуток (обов'язковий реінвестування)	03-1
2.5.7	Лічильник 1ф НК 2303 АРНП 1802 МС 11	шт	2,97	30,00	89,10	-	-	30,00	89,10	-	-	-	-	-	-	прибуток (обов'язковий реінвестування)	03-1
2.5.8	Лічильник 1ф НК 2303 АРНП 1802 МС 21	шт	2,93	12,00	35,16	-	-	12,00	35,16	-	-	-	-	-	-	прибуток (обов'язковий реінвестування)	03-1
2.5.9	Лічильник 1ф ГАМА 100 Г1В 104	шт	2,80	2,00	5,60	-	-	2,00	5,60	-	-	-	-	-	-	прибуток (обов'язковий реінвестування)	03-1
2.5.10	Лічильник 1ф Lambda One ZMG3 10CR	шт	7,90	10,00	79,00	-	-	10,00	79,00	-	-	-	-	-	-	прибуток (обов'язковий реінвестування)	03-1
2.5.11	Лічильник 1ф ІСКРА МТ174-D1A428-6-21-1-МКС03	шт	3,50	3,00	10,50	-	-	3,00	10,50	-	-	-	-	-	-	прибуток (обов'язковий реінвестування)	03-1
2.5.12	Лічильник 1ф АСЕ 6000 (5-100А)	шт	5,80	5,00	29,00	-	-	5,00	29,00	-	-	-	-	-	-	прибуток (обов'язковий реінвестування)	03-1
2.5.13	Мерцюмератор RTBBS LU-2-1	шт	20,80	12,00	249,60	-	-	12,00	249,60	-	-	-	-	-	-	прибуток (обов'язковий реінвестування)	03-1
2.5.14	Мерцюмератор ДК25-2-1	шт	20,80	4,00	83,20	-	-	4,00	83,20	-	-	-	-	-	-	прибуток (обов'язковий реінвестування)	03-1
2.5.15	Мерцюмератор МТХ RT 6L1E4K3	шт	20,80	8,00	166,40	-	-	8,00	166,40	-	-	-	-	-	-	прибуток (обов'язковий реінвестування)	03-1
2.5.16	Мерцюмератор МТХ RT 6L3E4K3	шт	20,80	20,00	416,00	-	-	20,00	416,00	-	-	-	-	-	-	прибуток (обов'язковий реінвестування)	03-1
2.5.17	Трансформатор ступня ТП-0,16-15005	шт	1,06	9,00	9,54	-	-	9,00	9,54	-	-	-	-	-	-	прибуток (обов'язковий реінвестування)	03-1
2.5.18	Трансформатор ступня ТП-0,16-20005	шт	1,06	35,00	37,10	-	-	35,00	37,10	-	-	-	-	-	-	прибуток (обов'язковий реінвестування)	03-1
2.5.19	Трансформатор ступня ТП-0,16-00005	шт	0,84	23,00	21,62	-	-	23,00	21,62	-	-	-	-	-	-	прибуток (обов'язковий реінвестування)	03-1
2.5.20	Трансформатор ступня ТП-0,16-80005	шт	0,84	8,00	7,52	-	-	8,00	7,52	-	-	-	-	-	-	прибуток (обов'язковий реінвестування)	03-1
2.5.21	Трансформатор ступня ТП-0,16-100005	шт	1,00	9,00	9,00	-	-	9,00	9,00	-	-	-	-	-	-	прибуток (обов'язковий реінвестування)	03-1
2.5.22	Індикатор прохідності с/м об'єктів 13975838 000003-1 (1 КЗ (0,3 кВт), КЗТ)	шт	12,00	11,00	132,00	-	-	11,00	132,00	-	-	-	-	-	-	прибуток (обов'язковий реінвестування)	03-1
2.5.23	Індикатор прохідності с/м об'єктів 000004-01 (7х11,4 кВт)	шт	6,15	11,00	67,65	-	-	11,00	67,65	-	-	-	-	-	-	прибуток (обов'язковий реінвестування)	03-1
2.5.24	Мерцюмератор (063007837 МВ-1)	шт	6,41	2,00	12,86	-	-	2,00	12,86	-	-	-	-	-	-	прибуток (обов'язковий реінвестування)	03-1

Условно за продуктами 2:		93 897,31	22 422,34	26 449,55	17 549,63	27 357,76	
3. Выпущенные на продажу АСДПК							
3.1	Поставщики на продажу АСДПК Финансы компании и для расширения продаж, 7 т.б.	7 270,25	3 456,98	2 253,73	-	1 559,54	
3.1.1	Телекоммуникации ПС	7 270,25	3 456,98	2 253,73	-	1 559,54	
3.1.1.1	ПС 15/10 Угрюмов филиал Липецкая СЕДМ	819,00	419,50	251,70	0,30	167,80	выручка
3.1.1.2	ПТ 6 Липецк-Фрунженский ПЗМ	790,00	399,50	239,70	0,30	159,80	выручка
3.1.1.3	ПТ 6 Липецк-Фрунженский ПЗМ	670,00	335,00	201,00	0,30	134,00	выручка
3.1.1.4	ПТ 8 Липецк-Фрунженский ПЗМ	670,00	335,00	201,00	0,30	134,00	выручка
3.1.1.5	ПТ 2 Липецк-Фрунженский ПЗМ	897,00	448,50	269,10	0,30	179,40	выручка
3.1.1.6	ПТ 10 Липецк-Фрунженский ПЗМ	860,00	430,00	258,00	0,30	172,00	выручка
3.1.1.7	ПТ 1 Липецк-Фрунженский ПЗМ	890,00	445,00	267,00	0,30	178,00	выручка
3.1.1.8	ПТ 7 Липецк-Фрунженский ПЗМ	890,00	445,00	267,00	0,30	178,00	выручка
3.1.1.9	Поробка процентов (участники) по телекоммуникации ПТ	498,71	199,48	299,23	6,00	-	доход в виде налогов ТБЕ за 2018 год (50%)
3.1.1.10	Компьютер USP-140 Милань	241,35	-	-	-	241,35	прибыль (обойт налог на прибыль)
3.1.1.11	Розетт Сетт №1 / OPES RUT 9531bomba	11,04	-	-	-	11,04	прибыль (обойт налог на прибыль)
3.1.1.12	Актив SIRAQ SMP 4G LTE в коробке 15 м	4,15	-	-	-	4,15	прибыль (обойт налог на прибыль)
Условно за продуктами 3:		7 270,25	3 456,98	2 253,73	-	1 559,54	
4. Выпущенные на продажу информационная техника							
4.1	Закупка товара на расширение ассортимента компьютерной техники, информационная т.п.с.	7 163,78	462,67	1 132,69	-	4 137,87	
4.1.1	Закупка товара на расширение ассортимента компьютерной техники	2 099,88	462,67	690,75	-	255,71	
4.1.1.1	Закупка новых рабочих станций «OC, Windows»	20,59	350,03	514,75	25,00	185,31	прибыль (обойт налог на прибыль)
4.1.1.2	Закупка компьютера « процессор 3,38»	7,64	112,64	176,00	25,00	70,40	прибыль (обойт налог на прибыль)
4.1.2	Закупка серверов и периферийных устройств	3 435,79	-	-	-	3 435,79	прибыль (обойт налог на прибыль)
4.1.2.1	Закупка сервера для резервного копирования информации и хранения данных сервера для данных SQL	1 748,48	-	-	-	1 748,48	прибыль (обойт налог на прибыль)
4.1.2.2	Закупка информационного дискового устройства для данных	1 516,01	-	-	-	1 516,01	доход в виде отрицательной доли за результатом дальности 2019 года
4.1.3	Закупка периферийных устройств для АСДПК	177,20	-	-	-	177,20	прибыль (обойт налог на прибыль)
4.1.3.1	Закупка видео-камеры для видеонаблюдения	1 828,11	-	-	-	441,94	за период реализации об работке
4.1.3.2	Закупка периферийных устройств для АСДПК	177,20	5,00	746,60	-	445,57	прибыль (обойт налог на прибыль)
4.1.3.3	Закупка видео-камеры для видеонаблюдения	20,59	603,50	603,50	-	603,50	прибыль (обойт налог на прибыль)
4.1.3.4	Закупка периферийных устройств для АСДПК	177,20	10,00	137,10	7,00	95,97	прибыль (обойт налог на прибыль)
4.1.3.5	Закупка периферийных устройств для АСДПК	177,20	250,00	250,00	-	-	прибыль (обойт налог на прибыль)
4.1.3.6	Закупка периферийных устройств для АСДПК	205,80	-	-	-	205,80	прибыль (обойт налог на прибыль)
4.1.3.7	Закупка периферийных устройств для АСДПК	20,00	-	-	-	20,00	прибыль (обойт налог на прибыль)
4.1.3.8	Закупка периферийных устройств для АСДПК	9,00	-	-	-	9,00	прибыль (обойт налог на прибыль)
4.1.3.9	Закупка периферийных устройств для АСДПК	114,80	-	-	-	114,80	прибыль (обойт налог на прибыль)
4.2	Закупка на расширение ассортимента информационного оборудования	5 919,76	1 950,00	3 816,50	-	153,20	
4.2.1	Закупка сервера для резервного копирования информации и хранения данных сервера для данных SQL	5 919,76	1 950,00	3 816,50	-	153,20	прибыль (обойт налог на прибыль)
4.2.1.1	Закупка сервера для резервного копирования информации и хранения данных сервера для данных SQL	5 919,76	1 950,00	3 816,50	-	153,20	прибыль (обойт налог на прибыль)
4.2.1.2	Закупка сервера для резервного копирования информации и хранения данных сервера для данных SQL	5 919,76	1 950,00	3 816,50	-	153,20	прибыль (обойт налог на прибыль)
4.2.1.3	Закупка сервера для резервного копирования информации и хранения данных сервера для данных SQL	5 919,76	1 950,00	3 816,50	-	153,20	прибыль (обойт налог на прибыль)
4.2.1.4	Закупка сервера для резервного копирования информации и хранения данных сервера для данных SQL	5 919,76	1 950,00	3 816,50	-	153,20	прибыль (обойт налог на прибыль)

7 1 16	Середня грошова реалізація всьох видів обслуговування МРМ (1) в порівнянні з привалом грошук записків на місяць ESG INT	шт	320,11	1,00	320,11	-	-	-	1,00	320,11	невикористані кошти 2020 року	02-1
7 1 17	Бухгалтерський звіт по результату обслуговування та збирання відомостей з картки авіаперевозки АТ "Приватбанк" (сервіс по вил. Інструментів, 34 в м. Івано-Франківську)	шт	320,11	0,25	7868,12	-	-	-	0,25	7868,12	невикористані кошти 2020 року - 222,93, за періодом реалізації 64 - 7645,2	09-1
Усього за рядками 7:			14 862,65		2 119,74					1 342,98	11 399,93	
Усього за періодом:			496 816,00		82 501,26			108 077,38		113 477,40	192 759,26	

Примітка

* Додатки публік. бухгалтерського звіту за період з 01.01.2020 по 31.12.2020

** Наслідок записки ст. 109, п. 2, Закону України «Про бухгалтерський облік та фінансову звітність в Україні»

Примітка
* Додатки публік. бухгалтерського звіту за період з 01.01.2020 по 31.12.2020

** Наслідок записки ст. 109, п. 2, Закону України «Про бухгалтерський облік та фінансову звітність в Україні»



[Handwritten signature]
МП

Заступник Голови Правління

05.08.2020

Пояснювальна записка
до Інвестиційної програми
АТ “Прикарпаттяобленерго” на 2021 рік

ВСТУП

Одним із пріоритетних напрямів діяльності АТ «Прикарпаттяобленерго» є інвестиційний. Реалізація інвестиційної політики дозволяє АТ «Прикарпаттяобленерго» підвищувати надійність передачі електроенергії та якість електропостачання своїх споживачів.

Інвестиційна програма АТ «Прикарпаттяобленерго» спрямовується на:

- модернізацію та оновлення розподільчих мереж;
- вдосконалення обліку електроенергії;
- модернізацію транспортних засобів;
- впровадження та розвиток інформаційних технологій, а також новітніх комунікаційних і телекомунікаційних систем;
- розвиток і автоматизацію диспетчерсько-технологічного керування тощо.

Комплекс заходів інвестиційної програми враховує їх економічну доцільність.

Важливим фактором та стимулом для реалізації обсягів інвестиційної програми є те, що станом на поточний час відсоток зносу основних фондів компанії складає 66,4 %.

На 2021 рік на розвиток АТ «Прикарпаттяобленерго» планується залучити інвестиції у обсязі 496 816,00 тис.грн. без ПДВ та спрямувати їх у наступних напрямках (у відсотках від загальної суми інвестицій):

1. Будівництво, модернізація та реконструкція електричних мереж та обладнання – 67,87 %;
2. Заходи зі зниження нетехнічних витрат електричної енергії – 18,92 %;
3. Впровадження та розвиток АСДТК – 1,46 %;
4. Впровадження та розвиток інформаційних технологій – 2,79 %;
5. Впровадження та розвиток систем зв'язку – 1,39 %;
6. Модернізація та закупівля колісної техніки – 4,58 %;
7. Інше – 2,99 %.

Заходи інвестиційної програми передбачають покращення технічного стану ліній та підстанцій електричних мереж. Їх виконання сприятиме підвищенню показників надійності та забезпеченню безперервним та якісним електропостачанням споживачів Івано-Франківської області.

Такими заходами є:

- технічне переоснащення ПЛ 0,4-10 кВ – 99,35 км,
- технічне переоснащення КЛ 0,4-10 кВ – 13,21 км,
- Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Крихівці" – 1 од.,
- Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Галич" із заміною силового трансформатора – 1 од.,
- Будівництво розвантажувальних ТП-10/0,4 кВ та мереж до них – 33 шт.
- Модернізація ТП із заміною шаф та силових трансформаторів 6-10/0,4 кВ – 42 шт.

Основним критерієм, що оцінює клієнтоорієнтованість компанії і надійність електропостачання споживачів є індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI). Тому необхідно виконуючи заходи інвестиційної програми планомірно зменшувати індекс SAIDI в міській та сільській місцевості.

Показники якості, хв.		2019 факт	2020 очікуване	2021 план	2022 план	2023 план
1	SAIDI для міської території	354,94	324	323	309	295
2	SAIDI для сільської території	979,22	904	899	849	799

Щодо переліку ліній, які мають найбільший показник SAIDI та заходи направлені на їх зниження

Перелік ЛЕП-10 кВ, які мають найбільший показник SAIDI

Диспетчерська назва ЛЕП	К-сть відключень за останні 5 років	Заходи для зниження SAIDI
ЛЕП6-10131_Коломия-07-ТП-103 (Коломийська М СЕЕМ) - 3,2% у філії;	13	1) Розробити проект заміни КЛ-6 кВ ПС Коломия - ТП-103 (50 мм.кв.) на більше сідчення (не проходить по навантаженню)
ЛЕП6-10ТП-198 (Івано-Франківська СЕЕМ) - 2,6% у філії;	15	1) Виконати випробування підвищеною напругою КЛ-10 кВ на приєднанні (у т.ч. ТП-137-ТП-266, ТП-116-ТП-114). Вирізати ділянки КЛ-10 кВ на яких встановлена велика кількість муфт типу СТП чи СС. Перенести розрив нормальної схеми живлення для зменшення кількості ТП на приєднанні. 2) Прокласти КЛ-10 кВ ТП-296-ТП-331; ТП-331-ТП-137. Виконати випробування підвищеною напругою КЛ-10 кВ на приєднанні. 3) Виконати випробування підвищеною напругою КЛ-10 кВ на приєднанні (у т.ч. ТП-472-ТП-280, ТП-137-ТП-266). Вирізати ділянки КЛ-10 кВ на яких встановлена велика кількість муфт типу СТП чи СС. 4) Вилучити з експлуатації КЛ-10 кВ ТП-280-ТП-137. Виконати випробування підвищеною напругою КЛ-10 кВ на приєднанні. Вирізати ділянки КЛ-10 кВ на яких встановлена велика кількість муфт типу СТП чи СС з можливістю використання неушкодженої ділянки КЛ-10 кВ для перезаживлення приєднання. 5) Виконати випробування підвищеною напругою КЛ-10 кВ на приєднанні (у т.ч. ТП-472-ТП-280). Вирізати ділянки КЛ-10 кВ на яких встановлена велика кількість муфт типу СТП чи СС.
ЛЕП6-10РП-1 (Івано-Франківська СЕЕМ) - 2,1% у філії;	14	1) Провести перевірку релейних захистів на ТП-1001 на всіх приєднаннях. Виконати випробування підвищеною напругою КЛ-10 кВ на приєднанні (у т.ч. ТП-19-ТП-382, ТП-19-ТП-261, ТП-19-ТП-291). 2) Виконати випробування підвищеною напругою КЛ-10 кВ на приєднанні (у т.ч. ТП-304-ТП-92). Вирізати ділянки КЛ-10 кВ на яких встановлена велика кількість муфт типу СТП чи СС. 3) Виконати випробування підвищеною напругою КЛ-10 кВ на приєднанні (у т.ч. ТП-101-ТП-1001). Вирізати ділянки КЛ-10 кВ на яких встановлена велика кількість муфт типу СТП чи СС. 4) Виконати випробування підвищеною напругою КЛ-10 кВ на приєднанні (у т.ч. ТП-291-ТП-14). Вирізати ділянки КЛ-10 кВ на яких встановлена велика кількість муфт типу СТП чи СС. 5) Виконати випробування підвищеною напругою КЛ-10 кВ на приєднанні (ТП-101-ТП-1001, ТП-1001-ТП-291). Вирізати ділянки КЛ-10 кВ на яких встановлена велика кількість муфт типу СТП чи СС. 6) Виконати випробування підвищеною напругою КЛ-10 кВ на приєднанні (у т.ч. ТП-1001-ТП-291). Вирізати ділянки КЛ-10 кВ на яких встановлена велика кількість муфт типу СТП чи СС.
ЛЕП6-10132_Сільмаш-45-ТП-119 (Коломийська М СЕЕМ) - 2,1% у філії;	5	Розробити проект вивозу даної КЛ із збільшенням сідчення кабелю.
ЛЕП6-10ЖБІК (Надвірнянська СЕЕМ) - 1,9% у філії;	9	1) встановлення РЛ на оп. 63 для оперативних перемикачів ; 2) заміна частини КЛ-6кВ від оп. 63 довж.100м для заміни кількох каб.вставок ; 3) виготовлення проекту для включення в III будівництво кільцюючої ЛЕП-6 кВ довж. 800-1000м між пр. ЖБІК і пр.Лицей (Водозабір)
ЛЕП6-10Осмолода-1 (Рожнятівська СЕЕМ) - 1,7% у філії;	8	1) ремонт/заміна РЛ-98 оп №42, РП-119 оп №33, 2) виконати чистку траси ПЛ-10кВ між оп №10-24
ЛЕП6-10РП-12 (Івано-Франківська СЕЕМ) - 1,7% у філії;	12	1) Виконати випробування підвищеною напругою КЛ-10 кВ .Виконати ТО обладнання на РП-12 В-10 кВ пр ТП-222-1 та В-10 кВ . Защити всі отвори від попадання гризунів. 2) Виконати випробування підвищеною напругою КЛ-10 кВ на

		<p>приєднанні (у т.ч. ТП-223-ТП-224-2). Вирізати ділянки КЛ-10 кВ на яких встановлена велика кількість муфт типу СТП чи СС.</p> <p>3) Прокласи КЛ-10 кВ від пс 110/10 кВ Радіозавод до РП-12. В РП-12 провести реконструкцію РП-10 кВ для підключення КЛ-10 кВ від пс Радіозавод. Виконати випробування підвищеною напругою КЛ-10 кВ на приєднанні (у т.ч. ПС ЦНДЛ-ТП-1012).</p> <p>4) Виконати випробування підвищеною напругою КЛ-10 кВ на приєднанні (у т.ч. ТП-1012-ТП-222-2). Вирізати ділянки КЛ-10 кВ на яких встановлена велика кількість муфт типу СТП чи СС.</p> <p>5) Виконати випробування підвищеною напругою КЛ-10 кВ на приєднанні (у т.ч. ТП-224-ТП-225-2). Вирізати ділянки КЛ-10 кВ на яких встановлена велика кількість муфт типу СТП чи СС.</p> <p>6) Виконати випробування підвищеною напругою КЛ-10 кВ на приєднанні (у т.ч. ТП-223-ТП-224-2). Вирізати ділянки КЛ-10 кВ на яких встановлена велика кількість муфт типу СТП чи СС.</p>
ЛЕП6-10Водозабір (Надвірнянська СЕЕМ) - 1,7% у філії.	15	<p>1) встан. ОПН на оп.28-б,139 (включено в ІІІ-2019 року);</p> <p>2) встановити з/б підкос та гірлянди ізоляторів до оп.55, заміну гірлянди ізоляторів на оп. 56, повну заміну оп. 61; служба від 13.11.2018 - матеріали запл. На січень 2019.</p> <p>3) заміна кінцевих муфт на термоусадні (4шт.)</p>
ЛЕП6-10Березів (Косівська СЕЕМ) - 7% у філії;	35	Виконати чистку траси ПЛ-10 кВ та ущільнення місць затікання води на ТП (виконано у вересні-жовтні 2018 р. згідно Договору про співпрацю "Березів")
ЛЕП6-10Яблуниця (Верховинська СЕЕМ) - 3%	30	Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Яблуниця. Верховинського району І та ІІ черги.(Розроблені проекти в 2014 році)
ЛЕП6-10Рожен (Косівська СЕЕМ) - 3% у філії;	15	<p>1)Встановлення АПВ в ЗТП -399 на МВ пр.М.Рожен</p> <p>2)Встановлення АПВ в ЗТП-399 на МВ пр.ЗТП-288</p> <p>3)Встановлення АПВ в ЗТП-288 на МВ пр.Плоске</p> <p>4)Заміна ВН-10 на ВВ-10 пр.Розтоки + АПВ в ЗТП-288</p> <p>5)Перебудова ПЛ-10 (реконструкція) між оп.165-191</p> <p>6) Відрізок ПЛ-10 кВ потребує розширення просіки 5,8 га.</p> <p>7) Виконати ущільнення щитів КТП-10/0,4 кВ на пр. "В.Рожен"</p>
ЛЕП6-10Погорілець (Рожнятівська СЕЕМ) - 2% у філії;	15	<p>1) Провести інженерний огляд всіх ТП від ЗТП-386 до КТП-358 (пр. "на Липовидо") та в сторону ЗТП-306 (пр. "на Ілемню"), виявлені дефекти усунути</p> <p>2) Виконати чистку траси та заміну дефектних ізоляторів на ПЛ-10 кВ між ЛР-40-ЛР-92 та ЛР-114- ТП-358</p>
ЛЕП6-10Рудники (Святинська СЕЕМ) - 2% у філії;	20	<p>1) Провести заміну в'язок проводів на ділянці опор 10350-10420</p> <p>2) Провести верховий огляд та заміну підозрілих ізоляторів на ділянці опор №№10350-140420</p> <p>3) Провести заміну шлейфів на всіх РЛ та РТП</p>
ЛЕП6-10Слобода (Долинська СЕЕМ) - 2% у філії;	15	<p>1) Провести інженерний огляд всіх ТП пр. "Сваричів", виявлені дефекти усунути .</p> <p>2) Провести чистку траси пр. "Слобода" згідно плану чистки 2019 р.</p>
ЛЕП6-10Сваричів (Рожнятівська СЕЕМ) - 2% у філії;	15	<p>1) Провести інженерний огляд всіх ТП пр. "Сваричів", виявлені дефекти усунути.</p> <p>2) Провести заміну (ремонт) РТП-174; РТП-3; РТП-170, ЛР-116.</p> <p>3) Виконати чистку траси ПЛ-10 кВ та заміну дефектних ізоляторів від оп.143-КР-99</p>
ЛЕП6-10Томашівці (Калуська СЕЕМ) - 2% у філії;	22	<p>1) ремонт проводів, в'язок, обрізки загрозливих дерев на ділянках пошкодження ((виконано));</p> <p>2) Заміна дефектних ізоляторів оп.667, 614, 628, 631, 657, 662, 666;</p> <p>3) замінити І тр-гор на ТП (виконано);</p> <p>4) Виконати чистку траси через лісовий масив підрядним способом</p>
ЛЕП6-10Черганівка (Косівська СЕЕМ) - 2% у філії.	10	<p>1) на оп.72 ПЛ-10 кВ «Черганівка» встановити РЛ-10 кВ (на відпайку до ТП-202)</p> <p>2) На ПЛ-10 кВ виконати розширення просіки 1,5 км підрядним способом.</p>

РОЗДІЛ 1.
«Будівництво, модернізація та реконструкція електричних мереж та обладнання»

Усі заходи Розділу 1 не пов'язані з приєднанням замовників до електромереж АТ «Прикарпаттяобленерго».

1.1 Реконструкція ЛЕП (КЛ, ПЛ), усього з них:

1.1.1 Реконструкція ЛЕП (КЛ, ПЛ) 6-20 кВ

1.1.1.1 Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ

1.1.1.1.1 Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ ПС Косів-КР 427 пр.Соколівка в мережах Косівського РЕМ

Для покращення електрозабезпечення споживачів Косівського району Інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається технічне переоснащення ПЛ-10 кВ ПС Косів - КР 427 пр.Соколівка Косівського району.

ПЛ-10 кВ ПС Косів - КР 427 пр.Соколівка Косівського району побудована 1961 році. Довжина ПЛ 21,25 км виконана проводом марки АС-35 та АС-50. Дана ПЛ-10 кВ ПС Косів - КР 427 пр.Соколівка живить 30 ТП-10/0,4кВ та 2392 споживачі.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан ПЛ-10 кВ ПС Косів - КР 427 пр.Соколівка підлягають реконструкції ділянки від лінійного роз'єднувача РЛ-4 на опорі ПЛ-10 кВ №383 ПЛ-10 кВ ПС Косів – КР 427 пр.Соколівка до опори №393 та від лінійного роз'єднувача РЛ-449 на опорі ПЛ-10 кВ №167 ПЛ-10 кВ ПС Косів – КР 427 пр.Соколівка до опори №204.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2018 році ПП "Альфа Енерго Груп" розроблено робочий проект «Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ ПС Косів - КР 427 пр.Соколівка Косівського району».

Проектом передбачається:

- реконструкція ПЛ-10 кВ (незахищена) від лінійного роз'єднувача РЛ-4 на опорі ПЛ-10 кВ №383 ПЛ-10 кВ ПС Косів – КР 427 пр.Соколівка до опори №393 – довжиною 0,775 км.
- реконструкція ПЛ-10 кВ (незахищена) від лінійного роз'єднувача РЛ-449 на опорі ПЛ-10 кВ №167 ПЛ-10 кВ ПС Косів – КР 427 пр.Соколівка до опори №204 – довжиною 2,331 км.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 4897,31 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2869,91 тис.грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту

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 2021 рік.

Економічний ефект від реконструкції ПЛ-10 кВ буде досягнутий за рахунок наступних показників:

1. Збільшення перетину проводів за рахунок. На нових лініях планується монтувати проводи марки АС- 70;
2. Зменшення технологічних втрат електроенергії;
3. Зниження збитків від недовідпуску електроенергії.

Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

Техніко-економічне обґрунтування.

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра ПЛ-10 кВ оприбутковується наступна кількість зворотних матеріалів:

- траверси непридатні – 15 шт. x 14 кг = 210 кг;
- провід А, АС непридатний – 300 кг.

Вартість траверс (1 грн/1 кг) = 210 x 1 = 210 грн.

Вартість проводу (6 грн/1 кг) = 300 x 6 = 1800 грн.

Загальна питома вартість зворотних матеріалів – 2010 грн./км.

Зниження ТВЕ

Розраховуємо втрати електроенергії в лінії як:

$$W_{л} = L_{л} * (P_{сл}^2 / U^2) * R_{л} * 8760, \text{ де}$$

$P_{сл}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$L_{л}$ – довжина лінії, км;

$R_{л}$ – опір лінії, Ом.

Опір лінії $R_{л} = \rho_{пр} * L_{л}$, де $\rho_{пр}$ - питомий опір проводу.

Вартість втрат $W_{л} = W_{л} * 1,045$ (вартість електроенергії на ринку)

Зниження операційних витрат

Під час ремонту ПЛ, що підлягають заміні, виконується заміна 20 % елементів цієї лінії. Враховуючи, що середня кількість стояків на 1 км ПЛ-10 кВ – 20 шт., необхідно замінити:

- 4 стояків СВ-10,5 x 3934 грн. = 15735 грн.

- 600 м проводу (АС-50) x 132,08 = 79248 грн.

- 4 траверс ТМ-1 x 1033,34 грн. = 4133,36 грн.

- 12 ізоляторів ШФ-20 x 146 грн. = 1752 грн.

Всього матеріалів на суму – 100,88 тис.грн.

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт 30% від вартості матеріалів (15% - ПММ, 15% - зарплата), то загальна сума витрат на капремонт 1 км ПЛ, що знаходиться у непридатному стані складе 131,14 тис.грн. За термін експлуатації ПЛ (25 років) необхідно виконати чотири КР. Витрати при цьому складуть 524,58 тис.грн., на один рік – 21 тис. грн.

Враховуючи те, що капремонт нової ПЛ на ж/б стояках виконується 1 раз на десять років, необхідно виконати два капремонти. Витрати при цьому складуть 262,29 тис.грн., на один рік – 10,5 тис.грн.

Економія коштів при експлуатації нової лінії у порівнянні з експлуатацією лінії, що підлягає заміні складе 21 – 10,5 = 10,5 тис.грн на один кілометр.

Збиток від недовідпуску електроенергії

За даними філії на 1 км ПЛ-10 кВ, що підлягають реконструкції, у рік відбувається в середньому 6 пошкоджень з причини незадовільного стану повітряних ліній 10 кВ. Перерва в електропостачанні споживачів 3-ї категорії, згідно ПУЕ, не повинна перевищувати однієї доби.

При величині тарифу на розподіл 80,445 коп./кВт*год збиток від недовідпуску складає:
 $W_{нд} = P_{сл} * 24 * 8400 * 0,80445 * 6 * L_{л}$, де

$P_{сл}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$L_{л}$ – довжина лінії, км.

Розрахунки:

Назва	Існуюча	Після реконструкції	Разом
Довжина лінії, км	3,1	3,1	
Вартість непридатних траверс, тис.грн	0,7		
Вартість непридатного проводу, тис.грн	5,6		
Опір лінії, Ом	2,6	1,8	
Середнє навантаження лінії, кВА	557,50	557,50	
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	223262,45	154445,08	
Втрати електроенергії в лініях, тис.грн	233,31	161,40	71,91
Витрати на капітальний ремонт, тис.грн	32,59	16,29	16,29
Втрати від недовідлуску, тис.грн	200,59		200,59
Ефективність, тис.грн			288,797
Вартість інвестицій, тис.грн			4897,310
Термін окупності, роки			16,94

1.1.1.2 Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ ПС Яворів-ТП 501 пр.Снідавка Косівського району Івано-Франківської області в мережах Косівського РЕМ

Для покращення електрозабезпечення споживачів Косівського району Інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається технічне переоснащення ПЛ-10 кВ ПС Яворів – ТП-501 пр.Снідавка Косівського району».

ПЛ-10 кВ ПС Яворів – ТП-501 пр.Снідавка Косівського району побудована 1967 році. Довжина ПЛ 13,863 км виконана проводом марки АС-35 та АС-50. Дана ПЛ-10 кВ ПС Яворів – ТП-501 пр.Снідавка живить 10 ТП-10/0,4кВ та 1215 споживачів.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан ПЛ-10 кВ ПС Косів - ТП-501 пр.Снідавка підлягають реконструкції ділянки від опори ПЛ-10 кВ №160 ПЛ-10 кВ ПС Яворів – ТП-501 пр.Снідавка до опори №189 та від опори ПЛ-10 кВ №194 ПЛ-10 кВ ПС Яворів – ТП-501 пр.Снідавка до опори №224.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2018 році ПП "Альфа Енерго Груп" розроблено робочий проект «Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ ПС Яворів – ТП-501 пр.Снідавка Косівського району».

Проектом передбачається:

- реконструкція ПЛ-10 кВ (незахищена) від опори ПЛ-10 кВ №160 ПЛ-10 кВ ПС Яворів – ТП-501 пр.Снідавка до опори №189 – довжиною 1,509 км.
- реконструкція ПЛ-10 кВ (незахищена) від опори ПЛ-10 кВ №194 ПЛ-10 кВ ПС Яворів – ТП-501 пр.Снідавка до опори №224 – довжиною 1,668 км.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 3250,61 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2744,68 тис.грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту :

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 2021 рік.

Економічний ефект від реконструкції ПЛ-10 кВ буде досягнутий за рахунок наступних показників:

1. Збільшення перетину проводів за рахунок. На нових лініях планується монтувати проводи марки АС- 70;

2. Зменшення технологічних втрат електроенергії;
3. Зниження збитків від недовідпуску електроенергії.

Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

Техніко-економічне обґрунтування.

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра ПЛ-10 кВ оприбутковується наступна кількість зворотних матеріалів:

- траверси непридатні – 15 шт. x 14 кг = 210 кг;
- провід А, АС непридатний – 300 кг.

Вартість траверс (1 грн/1 кг) = 210 x 1 = 210 грн.

Вартість проводу (6 грн/1 кг) = 300 x 6 = 1800 грн.

Загальна питома вартість зворотних матеріалів – 2010 грн./км.

Зниження ТВЕ

Розраховуємо втрати електроенергії в лінії як:

$$W_{л} = L_{л} * (P_{сл}^2 / U^2) * R_{л} * 8760, \text{ де}$$

$P_{сл}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$L_{л}$ – довжина лінії, км;

$R_{л}$ – опір лінії, Ом.

Опір лінії $R_{л} = \rho_{пр} * L_{л}$, де $\rho_{пр}$ - питомий опір проводу.

Вартість втрат $W_{л} = W_{л} * 1,045$ (вартість електроенергії на ринку)

Зниження операційних втрат

Під час ремонту ПЛ, що підлягають заміні, виконується заміна 20 % елементів цієї лінії. Враховуючи, що середня кількість стояків на 1 км ПЛ-10 кВ – 20 шт., необхідно замінити:

- 4 стояків СВ-10,5 x 3934 грн. = 15735 грн.
- 600 м проводу (АС-50) x 132,08 = 79248 грн.
- 4 траверс ТМ-1 x 1033,34 грн. = 4133,36 грн.
- 12 ізоляторів ШФ-20 x 146 грн. = 1752 грн.

Всього матеріалів на суму – 100,88 тис.грн.

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт 30% від вартості матеріалів (15% - ПММ, 15% - зарплата), то загальна сума витрат на капремонт 1 км ПЛ, що знаходиться у непридатному стані складе 131,14 тис.грн. За термін експлуатації ПЛ (25 років) необхідно виконати чотири капремнти. Витрати при цьому складуть 524,58 тис.грн., на один рік – 21 тис. грн.

Враховуючи те, що капремонт нової ПЛ на ж/б стояках виконується 1 раз на десять років, необхідно виконати два капремнти. Витрати при цьому складуть 262,29 тис.грн., на один рік – 10,5 тис.грн.

Економія коштів при експлуатації нової лінії у порівнянні з експлуатацією лінії, що підлягає заміні складе 21 – 10,5 = 10,5 тис.грн на один кілометр.

Збиток від недовідпуску електроенергії

За даними філії на 1 км ПЛ-10 кВ, що підлягають реконструкції, у рік відбувається в середньому 6 пошкоджень з причини незадовільного стану повітряних ліній 10 кВ. Перерва в електропостачанні споживачів 3-ї категорії, згідно ПУЕ, не повинна перевищувати однієї доби.

При величині тарифу на розподіл 80,445 коп./кВт*год збиток від недовідпуску складає:
 $В_{нд} = P_{сл} * 24 * 8400 * 0,80445 * 6 * L_{л}$, де

$P_{сл}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$L_{л}$ – довжина лінії, км.

Розрахунки:

Назва	Існуюча	Після реконструкції	Разом
Довжина лінії, км	3,2	3,2	
Вартість непридатних траверс, тис.грн	0,7		
Вартість непридатного проводу, тис.грн	5,7		
Опір лінії, Ом	2,7	1,9	
Середнє навантаження лінії, кВА	450,00	450,00	
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	152188,73	105278,79	
Втрати електроенергії в лініях, тис.грн	159,04	110,02	49,02
Витрати на капітальний ремонт, тис.грн	33,33	16,67	16,67
Втрати від недовідпуску, тис.грн	165,61		165,61
Ефективність, тис.грн			231,298
Вартість інвестицій, тис.грн			3250,605
Термін окупності, роки			14,03

1.1.1.1.3 Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Буркут с. Дземброня Верховинського району Івано-Франківської області

Для покращення електрозабезпеченням споживачів Верховинського району Інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Буркут с. Дземброня Верховинського району Івано-Франківської області.

ПЛ-10 кВ пр. Буркут Верховинського району Івано-Франківської області побудована у 1986 році. Довжина ПЛ 48,129 км виконана проводом марки АС-35 та АС-50. Дана ПЛ-10 кВ живить 47 ТП-10/0,4кВ та 4960 споживачів.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан ПЛ-10 кВ пр. Буркут підлягають реконструкції ділянки в районі с. Дземброня, с. Буркут та с. Шебене Верховинського району Івано-Франківської області.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування розроблено робочий проект «Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Буркут с. Дземброня Верховинського району Івано-Франківської області».

Проектом передбачається реконструкція ПЛ-10 кВ довжиною 2,766 км.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 1749,18 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1 329,38 тис.грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту :

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 2021 рік.

Економічний ефект від реконструкції ПЛ-10 кВ буде досягнутий за рахунок наступних показників:

1. Збільшення перетину проводів за рахунок. На нових лініях планується монтувати проводи марки АС- 70;
2. Зменшення технологічних втрат електроенергії;
3. Зниження збитків від недовідпуску електроенергії.

Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

Техніко-економічне обґрунтування.

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра ПЛ-10 кВ оприбутковується наступна кількість зворотних матеріалів:

- траверси непридатні – 15 шт. х 14 кг = 210 кг;
- провід А, АС непридатний – 300 кг.

Вартість траверс (1 грн/1 кг) = 210 х 1 = 210 грн.

Вартість проводу (6 грн/1 кг) = 300 х 6 = 1800 грн.

Загальна питома вартість зворотних матеріалів – 2010 грн./км.

Зниження ТВЕ

Розраховуємо втрати електроенергії в лінії як:

$$W_{\text{л}} = L_{\text{л}} * (P_{\text{сл}}^2 / U^2) * R_{\text{л}} * 8760, \text{ де}$$

$P_{\text{сл}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

Лл – довжина лінії, км;

Рл – опір лінії, Ом.

Опір лінії $R_l = r_{пр} * L_l$, де $r_{пр}$ - питомий опір проводу.

Вартість втрат $W_l = W_l * 1,045$ (вартість електроенергії на ринку)

Зниження операційних втрат

Під час ремонту ПЛ, що підлягають заміні, виконується заміна 20 % елементів цієї лінії. Враховуючи, що середня кількість стожків на 1 км ПЛ-10 кВ – 20 шт., необхідно замінити:

- 4 стожків СВ-10,5 x 3934 грн. = 15735 грн.

- 600 м проводу (АС-50) x 132,08 = 79248 грн.

- 4 траверс ТМ-1 x 1033,34 грн. = 4133,36 грн.

- 12 ізоляторів ШФ-20 x 146 грн. = 1752 грн.

Всього матеріалів на суму – 100,88 тис.грн.

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт 30% від вартості матеріалів (15% - ПММ, 15% - зарплата), то загальна сума витрат на капремонт 1 км ПЛ, що знаходиться у непридатному стані складе 131,14 тис.грн. За термін експлуатації ПЛ (25 років) необхідно виконати чотири капремонти. Витрати при цьому складуть 524,58 тис.грн., на один рік – 21 тис. грн.

Враховуючи те, що капремонт нової ПЛ на ж/б стожках виконується 1 раз на десять років, необхідно виконати два капремонти. Витрати при цьому складуть 262,29 тис.грн., на один рік – 10,5 тис.грн.

Економія коштів при експлуатації нової лінії у порівнянні з експлуатацією лінії, що підлягає заміні складе $21 - 10,5 = 10,5$ тис.грн на один кілометр.

Збиток від недовідпуску електроенергії

За даними філії на 1 км ПЛ-10 кВ, що підлягають реконструкції, у рік відбувається в середньому 6 пошкоджень з причини незадовільного стану повітряних ліній 10 кВ. Перерва в електропостачанні споживачів 3-ї категорії, згідно ПУЕ, не повинна перевищувати однієї доби.

При величині тарифу на розподіл 80,445 коп./кВт*год збиток від недовідпуску складає:

$W_{нд} = R_{сл} * 24 * 8400 * 0,80445 * 6 * L_l$, де

$R_{сл}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

L_l – довжина лінії, км.

Розрахунки:

Назва	Існуюча	Після реконструкції	Разом
Довжина лінії, км	2,8	2,8	
Вартість непридатних траверс, тис.грн	0,6		
Вартість непридатного проводу, тис.грн	5,0		
Опір лінії, Ом	2,4	1,2	
Середнє навантаження лінії, кВА	612,50	612,50	
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	213717,25	105601,46	
Втрати електроенергії в лініях, тис.грн	223,33	110,35	112,98
Витрати на капітальний ремонт, тис.грн	29,02	14,51	14,51
Втрати від недовідпуску, тис.грн	156,14		156,14
Ефективність, тис.грн			283,626
Вартість інвестицій, тис.грн			1749,180
Термін окупності, роки			6,15

1.1.1.1.4 Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Буркут с. Буркут с. Шебене Верховинського району Івано-Франківської області

Для покращення електрозабезпечення споживачів Верховинського району Інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Буркут с. Буркут с. Шебене Верховинського району Івано-Франківської області.

ПЛ-10 кВ пр. Буркут Верховинського району Івано-Франківської області побудована у 1986 році. Довжина ПЛ 48,129 км виконана проводом марки АС-35 та АС-50. Дана ПЛ-10 кВ живить 47 ТП-10/0,4кВ та 4960 споживачів.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан ПЛ-10 кВ пр. Буркут підлягають реконструкції ділянки в районі с. Дземброня, с. Буркут та с. Шебене Верховинського району Івано-Франківської області.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування розроблено робочий проект «Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Буркут с. Буркут с. Шебене Верховинського району Івано-Франківської області».

Проектом передбачається реконструкція ПЛ-10 кВ довжиною 6,587 км.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 6760,83 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 5 138,23 тис.грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту :

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 2021 рік.

Економічний ефект від реконструкції ПЛ-10 кВ буде досягнутий за рахунок наступних показників:

1. Збільшення перетину проводів за рахунок. На нових лініях планується монтувати проводи марки АС- 70;
2. Зменшення технологічних втрат електроенергії;
3. Зниження збитків від недовідпуску електроенергії.

Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

Техніко-економічне обґрунтування.

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра ПЛ-10 кВ оприбутковується наступна кількість зворотних матеріалів:

- траверси непридатні – 15 шт. x 14 кг = 210 кг;
- провід А, АС непридатний – 300 кг.

Вартість траверс (1 грн/1 кг) = 210 x 1 = 210 грн.

Вартість проводу (6 грн/1 кг) = 300 x 6 = 1800 грн.

Загальна питома вартість зворотних матеріалів – 2010 грн./км.

Зниження ТВЕ

Розраховуємо втрати електроенергії в лінії як:

$$W_{л} = L_{л} * (P_{сл}^2 / U^2) * R_{л} * 8760, \text{ де}$$

$R_{сл}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

Лл – довжина лінії, км;

Рл – опір лінії, Ом.

Опір лінії $R_{л} = r_{пр} * L_{л}$, де $r_{пр}$ - питомий опір проводу.

Вартість втрат $В_{л} = W_{л} * 1,045$ (вартість електроенергії на ринку)

Зниження операційних витрат

Під час ремонту ПЛ, що підлягають заміні, виконується заміна 20 % елементів цієї лінії. Враховуючи, що середня кількість стожків на 1 км ПЛ-10 кВ – 20 шт., необхідно замінити:

- 4 стожків СВ-10,5 x 3934 грн. = 15735 грн.

- 600 м проводу (АС-50) x 132,08 = 79248 грн.

- 4 траверс ТМ-1 x 1033,34 грн. = 4133,36 грн.

- 12 ізоляторів ШФ-20 x 146 грн. = 1752 грн.

Всього матеріалів на суму – 100,88 тис.грн.

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт 30% від вартості матеріалів (15% - ПММ, 15% - зарплата), то загальна сума витрат на капремонт 1 км ПЛ, що знаходиться у непридатному стані складе 131,14 тис.грн. За термін експлуатації ПЛ (25 років) необхідно виконати чотири капремонти. Витрати при цьому складуть 524,58 тис.грн., на один рік – 21 тис. грн.

Враховуючи те, що капремонт нової ПЛ на ж/б стожках виконується 1 раз на десять років, необхідно виконати два капремонти. Витрати при цьому складуть 262,29 тис.грн., на один рік – 10,5 тис.грн.

Економія коштів при експлуатації нової лінії у порівнянні з експлуатацією лінії, що підлягає заміні складе $21 - 10,5 = 10,5$ тис.грн на один кілометр.

Збиток від недовідпуску електроенергії

За даними філії на 1 км ПЛ-10 кВ, що підлягають реконструкції, у рік відбувається в середньому 6 пошкоджень з причини незадовільного стану повітряних ліній 10 кВ. Перерва в електропостачанні споживачів 3-ї категорії, згідно ПУЕ, не повинна перевищувати однієї доби.

При величині тарифу на розподіл 80,445 коп./кВт*год збиток від недовідпуску складає:
 $В_{нд} = R_{сл} * 24 * 8400 * 0,80445 * 6 * L_{л}$, де

$R_{сл}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$L_{л}$ – довжина лінії, км.

Розрахунки:

Назва	Існуюча	Після реконструкції	Разом
Довжина лінії, км	6,6	6,6	
Вартість непридатних траверс, тис.грн	1,4		
Вартість непридатного проводу, тис.грн	11,9		
Опір лінії, Ом	5,6	2,8	
Середнє навантаження лінії, кВА	413,00	413,00	
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	551059,46	272288,20	
Втрати електроенергії в лініях, тис.грн	575,86	284,54	291,32
Витрати на капітальний ремонт, тис.грн	69,11	34,55	34,55
Втрати від недовідпуску, тис.грн	250,71		250,71
Ефективність, тис.грн			576,585
Вартість інвестицій, тис.грн			6760,830
Термін окупності, роки			11,70

1.1.1.1.5 Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Ясенів смт. Верховина Верховинського району

Для покращення електрозабезпечення споживачів Верховинського району Інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Ясенів смт. Верховина Верховинського р-ну.

ПЛ-10 кВ пр. Ясенів Верховинського району Івано-Франківської області побудована у 1984-1989 роках. Довжина ПЛ 46,626 км виконана проводом марки АС-35, АС-50, АС-70, А-35 та А-50. Дана ПЛ-10 кВ живить 52 ТП-10/0,4кВ та 5887 споживачів.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан ПЛ-10 кВ пр. Ясенів підлягають реконструкції ділянки в районі смт. Верховина, с. Верхній Ясенів та с. Черетів Верховинського району Івано-Франківської області.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування розроблено робочий проект «Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Ясенів смт. Верховина Верховинського р-ну».

Проектом передбачається реконструкція ПЛ-10 кВ довжиною 2,666 км з будівництвом з голови фідера другого кола ПЛ для розподілу навантаження.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 5321,11 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 4 044,04 тис.грн. без ПДВ.

Технічний опис.

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 2018 рік.

Економічний ефект від реконструкції ПЛ-10 кВ буде досягнутий за рахунок наступних показників:

1. Збільшення перетину проводів за рахунок. На нових лініях планується монтувати проводи марки АС- 70;
2. Зменшення технологічних втрат електроенергії;
3. Зниження збитків від недовідпуску електроенергії.

Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

Техніко-економічне обґрунтування.

Зниження ТВЕ

Розраховуємо втрати електроенергії в лінії як:

$$W_{\text{л}} = L_{\text{л}} * (R_{\text{сл}}^2 / U^2) * R_{\text{л}} * 8760, \text{ де}$$

$R_{\text{сл}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$L_{\text{л}}$ – довжина лінії, км;

$R_{\text{л}}$ – опір лінії, Ом.

Опір лінії $R_{\text{л}} = r_{\text{пр}} * L_{\text{л}}$, де $r_{\text{пр}}$ - питомий опір проводу.

Вартість втрат $W_{\text{л}} = W_{\text{л}} * 1,045$ (вартість електроенергії на ринку)

Збиток від недовідпуску електроенергії

За даними РЕМ на ПЛ-10 кВ пр. Чорні Ослави у рік відбувається в середньому 6 пошкоджень. Перерва в електропостачанні споживачів 3-ї категорії, згідно ПУЕ, не повинна перевищувати однієї доби.

При величині умовно-постійних витрат 64 коп./кВт*год збиток від недовідпуску складає:

$$Внд = R_{сл} * 24 * 8400 * 0,64 * 6 * Lл, де$$

$R_{сл}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$Lл$ – довжина лінії, км.

Після реконструкції та будівництва другого кола даної лінії можливість перерви в електропостачанні зводиться до нуля та припускається як 1 пошкодження раз на 3 роки.

Після реконструкції збитки від недовідпуску розраховуємо як:

$$Внд = R_{сл} * 24 * 8400 * 0,64 * 0,33 * Lл$$

Назва	Існуюча ПЛ	Після реконструкції		Разом
		I коло	II коло	
Довжина лінії, км	2,7	2,7	2,7	
Опір лінії, Ом	1,6	1,6	1,1	
Середнє навантаження лінії, кВА	1200,00	600,00	600,00	
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	527186,42	131796,60	94140,43	
Втрати електроенергії в лініях, тис.грн	550,91	137,73	98,38	314,81
Втрати від недовідпуску, тис.грн	294,84	16,22		278,62
Ефективність, тис.грн				593,428
Вартість інвестицій, тис.грн				5321,110
Термін окупності, роки				8,97

1.1.1.1.6 Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Ясенів с. Верхній Ясенів Верховинського району

Для покращення електрозабезпечення споживачів Верховинського району Інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Ясенів с. Верхній Ясенів Верховинського р-ну.

ПЛ-10 кВ пр. Ясенів Верховинського району Івано-Франківської області побудована у 1984-1989 роках. Довжина ПЛ 46,626 км виконана проводом марки АС-35, АС-50, АС-70, А-35 та А-50. Дана ПЛ-10 кВ живить 52 ТП-10/0,4кВ та 5887 споживачів.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан ПЛ-10 кВ пр. Ясенів підлягають реконструкції ділянки в районі смт. Верховина, с. Верхній Ясенів та с. Черетів Верховинського району Івано-Франківської області.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування розроблено робочий проект «Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Ясенів с. Верхній Ясенів Верховинського р-ну».

Проектом передбачається реконструкція ПЛ-10 кВ довжиною 3,049 км.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 2842,74 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2 160,48 тис.грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту :

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 2021 рік.

Економічний ефект від реконструкції ПЛ-10 кВ буде досягнутий за рахунок наступних показників:

1. Збільшення перетину проводів за рахунок. На нових лініях планується монтувати проводи марки АС- 70;
2. Зменшення технологічних втрат електроенергії;
3. Зниження збитків від недовідпуску електроенергії.

Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

Техніко-економічне обґрунтування.

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра ПЛ-10 кВ оприбутковується наступна кількість зворотних матеріалів:

- траверси непридатні – 15 шт. x 14 кг = 210 кг;
- провід А, АС непридатний – 300 кг.

Вартість траверс (1 грн/1 кг) = 210 x 1 = 210 грн.

Вартість проводу (6 грн/1 кг) = 300 x 6 = 1800 грн.

Загальна питома вартість зворотних матеріалів – 2010 грн./км.

Зниження ТВЕ

Розраховуємо втрати електроенергії в лінії як:

$$W_{л} = L_{л} * (P_{сл}^2 / U^2) * R_{л} * 8760, \text{ де}$$

$P_{сл}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$L_{л}$ – довжина лінії, км;

$R_{л}$ – опір лінії, Ом.

Опір лінії $R_{л} = r_{пр} * L_{л}$, де $r_{пр}$ - питомий опір проводу.

Вартість втрат $W_{л} = W_{л} * 1,045$ (вартість електроенергії на ринку)

Зниження операційних втрат

Під час ремонту ПЛ, що підлягають заміні, виконується заміна 20 % елементів цієї лінії. Враховуючи, що середня кількість стоеків на 1 км ПЛ-10 кВ – 20 шт., необхідно замінити:

- 4 стоеків СВ-10,5 x 3934 грн. = 15735 грн.

- 600 м проводу (АС-50) x 132,08 = 79248 грн.

- 4 траверс ТМ-1 x 1033,34 грн. = 4133,36 грн.

- 12 ізоляторів ШФ-20 x 146 грн. = 1752 грн.

Всього матеріалів на суму – 100,88 тис.грн.

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт 30% від вартості матеріалів (15% - ПММ, 15% - зарплата), то загальна сума витрат на капремонт 1 км ПЛ, що знаходиться у непридатному стані складе 131,14 тис.грн. За термін експлуатації ПЛ (25 років) необхідно виконати чотири капремонти. Витрати при цьому складуть 524,58 тис.грн., на один рік – 21 тис. грн.

Враховуючи те, що капремонт нової ПЛ на ж/б стовпах виконується 1 раз на десять років, необхідно виконати два капремонти. Витрати при цьому складуть 262,29 тис.грн., на один рік – 10,5 тис.грн.

Економія коштів при експлуатації нової лінії у порівнянні з експлуатацією лінії, що підлягає заміні складе $21 - 10,5 = 10,5$ тис.грн на один кілометр.

Збиток від недовідпуску електроенергії

За даними філії на 1 км ПЛ-10 кВ, що підлягають реконструкції, у рік відбувається в середньому 6 пошкоджень з причини незадовільного стану повітряних ліній 10 кВ. Перерва в електропостачанні споживачів 3-ї категорії, згідно ПУЕ, не повинна перевищувати однієї доби.

При величині тарифу на розподіл 80,445 коп./кВт*год збиток від недовідпуску складає:
 $W_{нд} = R_{сл} * 24 * 8400 * 0,80445 * 6 * L_{л}$, де

$R_{сл}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$L_{л}$ – довжина лінії, км.

Розрахунки:

Назва	Існуюча	Після реконструкції	Разом
Довжина лінії, км	3,0	3,0	
Вартість непридатних траверс, тис.грн	0,6		
Вартість непридатного проводу, тис.грн	5,5		
Опір лінії, Ом	1,8	1,3	
Середнє навантаження лінії, кВА	700,00	700,00	
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	234634,77	167596,26	
Втрати електроенергії в лініях, тис.грн	245,19	175,14	70,06
Витрати на капітальний ремонт, тис.грн	31,99	15,99	15,99
Втрати від недовідпуску, тис.грн	196,70		196,70
Ефективність, тис.грн			282,747
Вартість інвестицій, тис.грн			2842,740
Термін окупності, роки			10,03

1.1.1.1.7 Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Ясенів с. Черетів Верховинського р-ну

Для покращення електрозабезпечення споживачів Верховинського району Інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Ясенів с. Черетів Верховинського р-ну.

ПЛ-10 кВ пр. Ясенів Верховинського району Івано-Франківської області побудована у 1984-1989 роках. Довжина ПЛ 46,626 км виконана проводом марки АС-35, АС-50, АС-70, А-35 та А-50. Дана ПЛ-10 кВ живить 52 ТП-10/0,4кВ та 5887 споживачів.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан ПЛ-10 кВ пр. Ясенів підлягають реконструкції ділянки в районі смт. Верховина, с. Верхній Ясенів та с. Черетів Верховинського району Івано-Франківської області.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування розроблено робочий проект «Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Ясенів с. Черетів Верховинського р-ну».

Проектом передбачається реконструкція ПЛ-10 кВ довжиною 0,356 км.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 413,55 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 137,11 тис.грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту :

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 2021 рік.

Економічний ефект від реконструкції ПЛ-10 кВ буде досягнутий за рахунок наступних показників:

1. Збільшення перетину проводів за рахунок. На нових лініях планується монтувати проводи марки АС- 70;
2. Зменшення технологічних втрат електроенергії;
3. Зниження збитків від недовідпуску електроенергії.

Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

Техніко-економічне обґрунтування.

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра ПЛ-10 кВ оприбутковується наступна кількість зворотних матеріалів:

- траверси непридатні – 15 шт. x 14 кг = 210 кг;
- провід А, АС непридатний – 300 кг.

Вартість траверс (1 грн/1 кг) = 210 x 1 = 210 грн.

Вартість проводу (6 грн/1 кг) = 300 x 6 = 1800 грн.

Загальна питома вартість зворотних матеріалів – 2010 грн./км.

Зниження ТВЕ

Розраховуємо втрати електроенергії в лінії як:

$$W_{\text{л}} = L_{\text{л}} * (P_{\text{сл}}^2 / U^2) * R_{\text{л}} * 8760, \text{ де}$$

$P_{\text{сл}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$L_{\text{л}}$ – довжина лінії, км;

$R_{\text{л}}$ – опір лінії, Ом.

Опір лінії $R_{л} = r_{пр} * L_{л}$, де $r_{пр}$ - питомий опір проводу.

Вартість втрат $В_{л} = W_{л} * 1,045$ (вартість електроенергії на ринку)

Зниження операційних витрат

Під час ремонту ПЛ, що підлягають заміні, виконується заміна 20 % елементів цієї лінії. Враховуючи, що середня кількість стоек на 1 км ПЛ-10 кВ – 20 шт., необхідно замінити:

- 4 стойки СВ-10,5 x 3934 грн. = 15735 грн.
- 600 м проводу (АС-50) x 132,08 = 79248 грн.
- 4 траверс ТМ-1 x 1033,34 грн. = 4133,36 грн.
- 12 ізоляторів ШФ-20 x 146 грн. = 1752 грн.

Всього матеріалів на суму – 100,88 тис.грн.

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт 30% від вартості матеріалів (15% - ПММ, 15% - зарплата), то загальна сума витрат на капремонт 1 км ПЛ, що знаходиться у непридатному стані складе 131,14 тис.грн. За термін експлуатації ПЛ (25 років) необхідно виконати чотири капремнти. Витрати при цьому складуть 524,58 тис.грн., на один рік – 21 тис. грн.

Враховуючи те, що капремонт нової ПЛ на ж/б стойках виконується 1 раз на десять років, необхідно виконати два капремнти. Витрати при цьому складуть 262,29 тис.грн., на один рік – 10,5 тис.грн.

Економія коштів при експлуатації нової лінії у порівнянні з експлуатацією лінії, що підлягає заміні складе $21 - 10,5 = 10,5$ тис.грн на один кілометр.

Збиток від недовідпуску електроенергії

За даними філії на 1 км ПЛ-10 кВ, що підлягають реконструкції, у рік відбувається в середньому 6 пошкоджень з причини незадовільного стану повітряних ліній 10 кВ. Перерва в електропостачанні споживачів 3-ї категорії, згідно ПУЕ, не повинна перевищувати однієї доби.

При величині тарифу на розподіл 80,445 коп./кВт*год збиток від недовідпуску складає:
 $В_{нд} = R_{сл} * 24 * 8400 * 0,80445 * 6 * L_{л}$, де

$R_{сл}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$L_{л}$ – довжина лінії, км.

Розрахунки:

Назва	Існуюча	Після реконструкції	Разом
Довжина лінії, км	0,4	0,4	
Вартість непридатних траверс, тис.грн	0,1		
Вартість непридатного проводу, тис.грн	0,6		
Опір лінії, Ом	0,2	0,1	
Середнє навантаження лінії, кВА	560,00	560,00	
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	2047,19	1462,28	
Втрати електроенергії в лініях, тис.грн	2,14	1,53	0,61
Витрати на капітальний ремонт, тис.грн	3,73	1,87	1,87
Втрати від недовідпуску, тис.грн	18,37		18,37
Ефективність, тис.грн			20,852
Вартість інвестицій, тис.грн			413,550
Термін окупності, роки			19,80

1.1.1.1.8 Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ "Войтул"

Для покращення надійності електропостачання споживачів смт.Ворохта необхідно виконати технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Войтул від ПС 110 кВ Ворохта. Потрібно відновити технічні показники даної ПЛ-10 кВ до необхідних для надійного електропостачання споживачів значень.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан та відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування розроблено проект на технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Войтул.

Проектом передбачається реконструкція ПЛ-10 кВ довжиною 2,221 км.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 5925,31 тис. грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 4 503,24 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту :

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 2021 рік.

Економічний ефект від реконструкції ПЛ-10 кВ буде досягнутий за рахунок наступних показників:

1. Збільшення перетину проводів за рахунок. На нових лініях планується монтувати проводи марки АС- 70;
2. Зменшення технологічних втрат електроенергії;
3. Зниження збитків від недовідпуску електроенергії.

Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

Техніко-економічне обґрунтування.

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра ПЛ-10 кВ оприбутковується наступна кількість зворотних матеріалів:

- траверси непридатні – 15 шт. x 14 кг = 210 кг;
- провід А, АС непридатний – 300 кг.

Вартість траверс (1 грн/1 кг) = 210 x 1 = 210 грн.

Вартість проводу (6 грн/1 кг) = 300 x 6 = 1800 грн.

Загальна питома вартість зворотних матеріалів – 2010 грн./км.

Зниження ТВЕ

Розраховуємо втрати електроенергії в лінії як:

$$W_{л} = L_{л} * (P_{сл}^2 / U^2) * R_{л} * 8760, \text{ де}$$

$P_{сл}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$L_{л}$ – довжина лінії, км;

$R_{л}$ – опір лінії, Ом.

Опір лінії $R_{л} = \rho_{пр} * L_{л}$, де $\rho_{пр}$ - питомий опір проводу.

Вартість втрат $W_{л} = W_{л} * 1,045$ (вартість електроенергії на ринку)

Зниження операційних втрат

Під час ремонту ПЛІ, що підлягають заміні, виконується заміна 20 % елементів цієї лінії. Враховуючи, що середня кількість стояків на 1 км ПЛІ-10 кВ – 20 шт., необхідно замінити:

- 4 стояків СВ-10,5 x 3934 грн. = 15735 грн.
- 600 м проводу (АС-50) x 132,08 = 79248 грн.
- 4 траверс ТМ-1 x 1033,34 грн. = 4133,36 грн.
- 12 ізоляторів ШФ-20 x 146 грн. = 1752 грн.

Всього матеріалів на суму – 100,88 тис.грн.

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт 30% від вартості матеріалів (15% - ПММ, 15% - зарплата), то загальна сума витрат на капремонт 1 км ПЛІ, що знаходиться у непридатному стані складе 131,14 тис.грн. За термін експлуатації ПЛІ (25 років) необхідно виконати чотири капремонти. Витрати при цьому складуть 524,58 тис.грн., на один рік – 21 тис. грн.

Враховуючи те, що капремонт нової ПЛІ на ж/б стояках виконується 1 раз на десять років, необхідно виконати два капремонти. Витрати при цьому складуть 262,29 тис.грн., на один рік – 10,5 тис.грн.

Економія коштів при експлуатації нової лінії у порівнянні з експлуатацією лінії, що підлягає заміні складе $21 - 10,5 = 10,5$ тис.грн на один кілометр.

Збиток від недовідпуску електроенергії

За даними філії на 1 км ПЛІ-10 кВ, що підлягають реконструкції, у рік відбувається в середньому 6 пошкоджень з причини незадовільного стану повітряних ліній 10 кВ. Перерва в електропостачанні споживачів 3-ї категорії, згідно ПУЕ, не повинна перевищувати однієї доби.

При величині тарифу на розподіл 80,445 коп./кВт*год збиток від недовідпуску складає:
 $V_{нд} = P_{сл} * 24 * 8400 * 0,80445 * 6 * L_{л}$, де

$P_{сл}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$L_{л}$ – довжина лінії, км.

Розрахунки:

Назва	Існуюча	Після реконструкції	Разом
Довжина лінії, км	2,2	2,2	
Вартість непридатних траверс, тис.грн	0,5		
Вартість непридатного проводу, тис.грн	4,0		
Опір лінії, Ом	1,9	0,9	
Середнє навантаження лінії, кВА	1050,00	1050,00	
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	404947,52	200091,72	
Втрати електроенергії в лініях, тис.грн	423,17	209,10	214,07
Витрати на капітальний ремонт, тис.грн	23,30	11,65	11,65
Втрати від недовідпуску, тис.грн	214,92		214,92
Ефективність, тис.грн			440,647
Вартість інвестицій, тис.грн			5925,310
Термін окупності, роки			13,44

1.1.1.1.9 Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ "Кременці"

Траса ПЛ-10кВ пр. Кременці проходить у високогір'ї в лісистій місцевості. Лінія побудована у 1976 році і після 44 років експлуатації виникла необхідність технічного переоснащення ділянки даної ПЛ-10 кВ довжиною 7,143 км.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан та відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування розроблено проект на технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Кременці.

Проектом передбачається реконструкція ПЛ-10 кВ довжиною 7,143 км.

Роботи виконуватимуться підрядним способом в повному обсязі згідно проектно-кошторисної документації на суму 12171,23 тис. грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 9 168,98 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту :

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 2021 рік.

Економічний ефект від реконструкції ПЛ-10 кВ буде досягнутий за рахунок наступних показників:

1. Збільшення перетину проводів за рахунок. На нових лініях планується монтувати проводи марки АС- 70;
2. Зменшення технологічних втрат електроенергії;
3. Зниження збитків від недовідпуску електроенергії.

Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

Техніко-економічне обґрунтування.

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра ПЛ-10 кВ оприбутковується наступна кількість зворотних матеріалів:

- траверси непридатні – 15 шт. x 14 кг = 210 кг;
- провід А, АС непридатний – 300 кг.

Вартість траверс (1 грн/1 кг) = 210 x 1 = 210 грн.

Вартість проводу (6 грн/1 кг) = 300 x 6 = 1800 грн.

Загальна питома вартість зворотних матеріалів – 2010 грн./км.

Зниження ТВЕ

Розраховуємо втрати електроенергії в лінії як:

$$W_{л} = L_{л} * (P_{сл}^2 / U^2) * R_{л} * 8760, \text{ де}$$

$P_{сл}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$L_{л}$ – довжина лінії, км;

$R_{л}$ – опір лінії, Ом.

Опір лінії $R_{л} = \rho_{пр} * L_{л}$, де $\rho_{пр}$ - питомий опір проводу.

Вартість втрат $W_{л} = W_{л} * 1,045$ (вартість електроенергії на ринку)

Зниження операційних втрат

Під час ремонту ПЛ, що підлягають заміні, виконується заміна 20 % елементів цієї лінії. Враховуючи, що середня кількість стояків на 1 км ПЛ-10 кВ – 20 шт., необхідно замінити:

- 4 стояків СВ-10,5 x 3934 грн. = 15735 грн.
- 600 м проводу (АС-50) x 132,08 = 79248 грн.
- 4 траверс ТМ-1 x 1033,34 грн. = 4133,36 грн.
- 12 ізоляторів ШФ-20 x 146 грн. = 1752 грн.

Всього матеріалів на суму – 100,88 тис.грн.

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт 30% від вартості матеріалів (15% - ПММ, 15% - зарплата), то загальна сума витрат на капремонт 1 км ПЛ, що знаходиться у непридатному стані складе 131,14 тис.грн. За термін експлуатації ПЛ (25 років) необхідно виконати чотири капремонти. Витрати при цьому складуть 524,58 тис.грн., на один рік – 21 тис. грн.

Враховуючи те, що капремонт нової ПЛ на ж/б стояках виконується 1 раз на десять років, необхідно виконати два капремонти. Витрати при цьому складуть 262,29 тис.грн., на один рік – 10,5 тис.грн.

Економія коштів при експлуатації нової лінії у порівнянні з експлуатацією лінії, що підлягає заміні складе 21 – 10,5 = 10,5 тис.грн на один кілометр.

Збиток від недовідпуску електроенергії

За даними філії на 1 км ПЛ-10 кВ, що підлягають реконструкції, у рік відбувається в середньому 6 пошкоджень з причини незадовільного стану повітряних ліній 10 кВ. Перерва в електропостачанні споживачів 3-ї категорії, згідно ПУЕ, не повинна перевищувати однієї доби.

При величині тарифу на розподіл 80,445 коп./кВт*год збиток від недовідпуску складає:
 $V_{нд} = R_{сл} * 24 * 8400 * 0,80445 * 6 * L_{л}$, де

$R_{сл}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$L_{л}$ – довжина лінії, км.

Розрахунки:

Назва	Існуюча	Після реконструкції	Разом
Довжина лінії, км	7,1	7,1	
Вартість непридатних траверс, тис.грн	1,5		
Вартість непридатного проводу, тис.грн	0,0		
Опір лінії, Ом	6,1	4,2	
Середнє навантаження лінії, кВА	1150,00	1150,00	
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	5024351,48	3475669,02	
Втрати електроенергії в лініях, тис.грн	5250,45	3632,07	1618,37
Витрати на капітальний ремонт, тис.грн	74,94	37,47	37,47
Втрати від недовідпуску, тис.грн	757,04		757,04
Ефективність, тис.грн			2412,887
Вартість інвестицій, тис.грн			12171,230
Термін окупності, роки			5,04

1.1.1.10 Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ "Вороненка"

В інвестиційну програму 2021 року закладено будівництво другого кола ПЛ 10 кВ пр. Вороненка від ЗТП-266 с. Яблуниця для підвищення надійності електропостачання споживачів,

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан та відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування розроблено проєкт на технічне переоснащення ПЛ-10 кВ пр. Вороненка.

Проєктом передбачається реконструкція ПЛ-10 кВ довжиною 1,032 км.

Роботи виконуватимуться підрядним способом в повному обсязі згідно проектно-кошторисної документації на суму 633,05 тис. грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 481,12 тис. грн. без ПДВ.

Технічний опис.

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 2018 рік.

Економічний ефект від реконструкції ПЛ-10 кВ буде досягнутий за рахунок наступних показників:

1. Збільшення перетину проводів за рахунок. На нових лініях планується монтувати проводи марки АС- 70;
2. Зменшення технологічних втрат електроенергії;
3. Зниження збитків від недовідпуску електроенергії.

Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

Техніко-економічне обґрунтування.

Зниження ТВЕ

Розраховуємо втрати електроенергії в лінії як:

$$W_{\text{л}} = L_{\text{л}} * (P_{\text{сл}}^2 / U^2) * R_{\text{л}} * 8760, \text{ де}$$

$P_{\text{сл}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$L_{\text{л}}$ – довжина лінії, км;

$R_{\text{л}}$ – опір лінії, Ом.

Опір лінії $R_{\text{л}} = r_{\text{лр}} * L_{\text{л}}$, де $r_{\text{лр}}$ - питомий опір проводу.

Вартість втрат $W_{\text{л}} = W_{\text{л}} * 1,045$ (вартість електроенергії на ринку)

Збиток від недовідпуску електроенергії

За даними РЕМ на ПЛ-10 кВ пр. Чорні Ослави у рік відбувається в середньому 6 пошкоджень. Перерва в електропостачанні споживачів 3-ї категорії, згідно ПУЕ, не повинна перевищувати однієї доби.

При величині умовно-постійних витрат 64 коп./кВт*год збиток від недовідпуску складає:

$$W_{\text{нд}} = P_{\text{сл}} * 24 * 8400 * 0,64 * 6 * L_{\text{л}}, \text{ де}$$

$P_{\text{сл}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$L_{\text{л}}$ – довжина лінії, км.

Після реконструкції та будівництва другого кола даної лінії можливість перерви в електропостачання зводиться до нуля та припускається як 1 пошкодження раз на 3 роки.

Після реконструкції збитки від недовідпуску розраховуємо як:

$$\text{Вид} = R_{\text{сл}} * 24 * 8400 * 0,64 * 0,33 * L_{\text{л}}$$

Назва	Існуюча ПЛ	Після реконструкції		Разом
		I коло	II коло	
Довжина лінії, км	1,0	1,0	1,0	
Опір лінії, Ом	0,6	0,6	0,4	
Середнє навантаження лінії, кВА	1100,00	550,00	550,00	
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	66378,31	16594,58	11853,27	
Втрати електроенергії в лініях, тис.грн	69,37	17,34	12,39	39,64
Втрати від недовідпуску, тис.грн	104,62	5,75		98,87
Ефективність, тис.грн				138,503
Вартість інвестицій, тис.грн				633,050
Термін окупності, роки				4,57

1.1.1.1.11 Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ ПС Ямна-ЗТП 8 пр.Рівня

Для покращення електрозабезпечення споживачів населених пунктів Яремчанської міської ради Інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається технічне переоснащення ПЛ-10 кВ ПС Ямна-ЗТП 8 пр.Рівня.

ПЛ-10 кВ пр.Рівня побудована у 1980 році. Довжина ПЛ 8,425 км виконана проводом марки А-50 та АС-50. Дана ПЛ-10 кВ живить 20 ТП-10/0,4кВ та 1388 споживачів.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан ПЛ-10 кВ пр. Рівня підлягають реконструкції ділянки між опорами 122 та 147, а також між опорою 162 та КТП-240 в м. Яремче та с. Микуличин.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування розроблено робочий проект «Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ ПС Ямна-ЗТП 8 пр.Рівня».

Проектом передбачається реконструкція ПЛ-10 кВ довжиною 1,918 км.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 1968,48 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1 496,04 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту :

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 2021 рік.

Економічний ефект від реконструкції ПЛ-10 кВ буде досягнутий за рахунок наступних показників:

1. Збільшення перетину проводів за рахунок. На нових лініях планується монтувати проводи марки АС- 70;
2. Зменшення технологічних втрат електроенергії;
3. Зниження збитків від недовідпуску електроенергії.

Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

Техніко-економічне обґрунтування.

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра ПЛ-10 кВ оприбутковується наступна кількість зворотних матеріалів:

- траверси непридатні – 15 шт. х 14 кг = 210 кг;
- провід А, АС непридатний – 300 кг.

Вартість траверс (1 грн/1 кг) = 210 х 1 = 210 грн.

Вартість проводу (6 грн/1 кг) = 300 х 6 = 1800 грн.

Загальна питома вартість зворотних матеріалів – 2010 грн./км.

Зниження ТВЕ

Розраховуємо втрати електроенергії в лінії як:

$$W_{\text{Л}} = L_{\text{Л}} * (P_{\text{сЛ}}^2 / U^2) * R_{\text{Л}} * 8760, \text{ де}$$

$P_{\text{сЛ}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$L_{\text{Л}}$ – довжина лінії, км;

$R_{\text{Л}}$ – опір лінії, Ом.

Опір лінії $R_{\text{Л}} = r_{\text{лр}} * L_{\text{Л}}$, де $r_{\text{лр}}$ - питомий опір проводу.

Вартість втрат $V_{л} = W_{л} * 1,045$ (вартість електроенергії на ринку)

Зниження операційних втрат

Під час ремонту ПЛІ, що підлягають заміні, виконується заміна 20 % елементів цієї лінії. Враховуючи, що середня кількість стовпів на 1 км ПЛІ-10 кВ – 20 шт., необхідно замінити:

- 4 стовпів СВ-10,5 x 3934 грн. = 15735 грн.
- 600 м проводу (АС-50) x 132,08 = 79248 грн.
- 4 траверс ТМ-1 x 1033,34 грн. = 4133,36 грн.
- 12 ізоляторів ШФ-20 x 146 грн. = 1752 грн.

Всього матеріалів на суму – 100,88 тис.грн.

Якщо прийняти затрати на виконання відновлювальних робіт 30% від вартості матеріалів (15% - ПММ, 15% - зарплата), то загальна сума витрат на капремонт 1 км ПЛІ, що знаходиться у непридатному стані складе 131,14 тис.грн. За термін експлуатації ПЛІ (25 років) необхідно виконати чотири капремонти. Витрати при цьому складуть 524,58 тис.грн., на один рік – 21 тис. грн.

Враховуючи те, що капремонт нової ПЛІ на ж/б стовпах виконується 1 раз на десять років, необхідно виконати два капремонти. Витрати при цьому складуть 262,29 тис.грн., на один рік – 10,5 тис.грн.

Економія коштів при експлуатації нової лінії у порівнянні з експлуатацією лінії, що підлягає заміні складе $21 - 10,5 = 10,5$ тис.грн на один кілометр.

Збиток від недовідпуску електроенергії

За даними філії на 1 км ПЛІ-10 кВ, що підлягають реконструкції, у рік відбувається в середньому 6 пошкоджень з причини незадовільного стану повітряних ліній 10 кВ. Перерва в електропостачанні споживачів 3-ї категорії, згідно ПУЕ, не повинна перевищувати однієї доби.

При величині тарифу на розподіл 80,445 коп./кВт*год збиток від недовідпуску складає:
 $V_{нд} = R_{сл} * 24 * 8400 * 0,80445 * 6 * L_{л}$, де

$R_{сл}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$L_{л}$ – довжина лінії, км.

Розрахунки:

Назва	Існуюча	Після реконструкції	Разом
Довжина лінії, км	1,9	1,9	
Вартість непридатних траверс, тис.грн	0,4		
Вартість непридатного проводу, тис.грн	3,5		
Опір лінії, Ом	1,6	0,8	
Середнє навантаження лінії, кВА	635,00	635,00	
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	110450,50	54575,54	
Втрати електроенергії в лініях, тис.грн	115,42	57,03	58,39
Витрати на капітальний ремонт, тис.грн	20,12	10,06	10,06
Втрати від недовідпуску, тис.грн	112,24		112,24
Ефективність, тис.грн			180,695
Вартість інвестицій, тис.грн			1968,480
Термін окупності, роки			10,87

1.1.1.1.12 Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ ПС Ворохта-ЗТП 211 пр.ТП-211

Для покращення електрозабезпеченням споживачів населених пунктів Яремчанської міської ради Інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається технічне переоснащення ПЛ-10 кВ ПС Ворохта-ЗТП 211 пр.ТП-211.

ПЛ-10 кВ пр.ТП-211 побудована у 1996 році на дерев'яних опорах. Довжина ПЛ 0,662 км виконана проводом марки АС-35. Дана ПЛ-10 кВ живить 3 ТП-10/0,4кВ в центрі смт. Ворохта та є резервною для ПЛ-10 кВ пр. Кременці.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан ПЛ-10 кВ пр. ТП-211 підлягає реконструкції та переводу на двоколову.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування розроблено робочий проект «Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ ПС Ворохта-ЗТП 211 пр.ТП-211».

Проектом передбачається реконструкція ПЛ-10 кВ довжиною 0,633 км.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 1340,47 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1 018,76 тис. грн. без ПДВ.

Технічний опис.

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 2018 рік.

Економічний ефект від реконструкції ПЛ-10 кВ буде досягнутий за рахунок наступних показників:

1. Збільшення перетину проводів за рахунок. На нових лініях планується монтувати проводи марки АС- 70;
2. Зменшення технологічних втрат електроенергії;
3. Зниження збитків від недовідпуску електроенергії.

Нижче приведено розрахунок кожної складової сукупного економічного ефекту від впровадження заходу.

Техніко-економічне обґрунтування.

Зниження ТВЕ

Розраховуємо втрати електроенергії в лінії як:

$$W_{\text{л}} = L_{\text{л}} * (P_{\text{сл}}^2 / U^2) * R_{\text{л}} * 8760, \text{ де}$$

$P_{\text{сл}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$L_{\text{л}}$ – довжина лінії, км;

$R_{\text{л}}$ – опір лінії, Ом.

Опір лінії $R_{\text{л}} = r_{\text{пр}} * L_{\text{л}}$, де $r_{\text{пр}}$ - питомий опір проводу.

Вартість втрат $W_{\text{л}} = W_{\text{л}} * 1,045$ (вартість електроенергії на ринку)

Збиток від недовідпуску електроенергії

За даними РЕМ на ПЛ-10 кВ пр.Чорні Ослави у рік відбувається в середньому 6 пошкоджень. Перерва в електропостачанні споживачів 3-ї категорії, згідно ПУЕ, не повинна перевищувати однієї доби.

При величині умовно-постійних витрат 64 коп./кВт*год збиток від недовідпуску складає:

$$W_{\text{нд}} = P_{\text{сл}} * 24 * 8400 * 0,64 * 6 * L_{\text{л}}, \text{ де}$$

$P_{\text{сл}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

Lл – довжина лінії, км.

Після реконструкції та будівництва другого кола даної лінії можливість перерви в електропостачання зводиться до нуля та припускається як 1 пошкодження раз на 3 роки.

Після реконструкції збитки від недовідпуску розраховуємо як:

$$Внд = P_{сл} * 24 * 8400 * 0,64 * 0,33 * Lл$$

Назва	Існуюча ПЛ	Після реконструкції		Разом
		I коло	II коло	
Довжина лінії, км	0,7	0,7	0,6	
Опір лінії, Ом	0,4	0,4	0,3	
Середнє навантаження ліній, кВА	1020,00	510,00	510,00	
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	23485,39	5871,35	3834,43	
Втрати електроенергії в лініях, тис.грн	24,54	6,14	4,01	14,40
Втрати від недовідпуску, тис.грн	62,23	3,35		58,88
Ефективність, тис.грн				73,282
Вартість інвестицій, тис.грн				1340,470
Термін окупності, роки				18,29

1.1.1.13 Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Тисів від ПС 35 кВ “Болехів”

ПЛ-10 кВ пр.Тисів від ПС 35 кВ “Болехів” змонтована та введена в експлуатацію в 1982 році, проводом марки АС-50, А-50, загальною довжиною 41,57 км.

Від ПЛ-10 кВ пр.Тисів заживлено – 35 шт. ТП-10/0,4 кВ з кількістю споживачів 1990 шт.

Значна протяжність ПЛ-10 кВ пр.Тисів не дозволяє забезпечити надійність електропостачання споживачів, заживлених з даного фідера по існуючій схемі живлення.

Згідно акту інженерного заключення необхідно встановлення реклоузера на опорі №257, що дасть змогу секціонувати лінію на дві частини та забезпечити зменшення часу вимкнення споживачів під час виникнення аварійних відключень.

Після встановлення реклоузера:

Показники	до встановлення реклоузера	після встановлення реклоузера	
довжина лінії, км	41,57	26,70 (64% від загальної довжини ПЛ)	14,87 (35% від загальної довжини ПЛ)
ТП, які живляться від даної лінії, шт	35	18	17
кількість споживачів, шт	1990	1067	923

Відповідно до «План-графіку встановлення пункту комутаційного стовпового (реклоузера) на ПЛ-10кВ» інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається встановлення реклоузера на ПЛ-10кВ пр.Тисів від ПС 110кВ «Болехів».

У 2020 році проектною групою АТ «Прикарпаттяобленерго» відповідно до завдання на проектування розроблено типовий проект «Встановлення комутаційного пункту 10 кВ (реклоузера) на залізобетонних опорах». Загальна вартість робіт (згідно ПКД) складає 518,295 тис.грн. без ПДВ.

Відповідним типовим проектом передбачені наступні обсяги робіт:

- встановлення реклоузера OSM 15 з шафою керування RC – 1 шт;
- встановлення роз'днувачів РЛНДз 10/400-У1 – 2 шт;
- встановлення ОПН-10/12.6- УХЛ1 – 6 шт;
- встановлення опори типу СВ 105-5 – 1 шт.
- для підключення реклоузера та трансформатора власних потреб, з'єднання виводів реклоузера з ОПН застосовується в однофазному виконанні провід марки СІП 3 1х50 – 20м;
- для підключення роз'єднювача типу РЛНДз 10-400 використовується провід ЗАС-50/8 – 16м.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 469,92 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту :

Економічний ефект від встановлення ПКС-10 кВ буде досягнутий за рахунок зниження недовідпуску електроенергії та потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Зниження потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Розраховуємо час обходу ПЛ після аварійного вимкнення без реклоузера (t_1) та з встановленим реклоузером (t_2): $t_1=0.8*L$, $t_2=t_1/2$,

де L – довжина лінії, км.

Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг розраховуємо для обох випадків та за умови, що t_1 чи t_2 є більше 24 год:

$$E_1=K*100/1000, \quad E_2=K/2*100/1000,$$

де K – кількість точок обліку від даної ПЛ.

Сумарні потенційні збитки розраховуємо як:

$$E=0,1*K_{\text{вимкн}}*(E_1-E_2),$$

де $K_{\text{вимкн}}$ – кількість аварійних вимкнень даної ПЛ на рік.

Зниження недовідпуску електроенергії

Зниження недовідпуску електроенергії після встановлення реклоузера складає $\Delta P = P/2$, де P – недовідпуск, тис.кВт*год. При вартості передачі електроенергії 0,346 грн./кВт*год, ефективність від зниження недовідпуску $W = \Delta P \times 0,346$.

Термін окупності розраховуємо: $T_{ок} = \text{Варт.обл.}/(E+W)$

Розрахунки:

Об'єкт	Довжина ПЛ, км	Вартість обладнання, тис. грн	Точок обліку, шт	Кількість аварійних вимкень в рік, шт	Загальний час вимкень, хв	Недовідпуск, тис. кВт.год.	Час обходу ПЛ без реклоузера, год	Час обходу ПЛ з встановленим реклоузером, год	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, без реклоузера, тис. грн.	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, з реклоузером, тис. грн.	Потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг протягом року, тис. грн	Зниження недовідпуску після установки реклоузера на ПС (50%), тис. кВт.год.	Ефективність від зменшення недовідпуску, тис грн.	Термін окупності, років
Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Тисіве від ПС 110кВ "Болехів"	41,57	518,295	1990	7	1355	12,1	33,256	16,628	191,9	0	134,33	6,05	2,0933	3,8

1.1.1.14 Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Мізунь від ПС 35 кВ “Вигода”

ПЛ-10 кВ пр.Мізунь від ПС 35 кВ “Вигода” змонтована та введена в експлуатацію в 1985 році, проводом марки АС-50, загальною довжиною 19,929 км.

Від ПЛ-10 кВ пр.Мізунь заживлено – 33 шт. ТП-10/0,4 кВ з кількістю споживачів 2116 шт.

Значна протяжність ПЛ-10 кВ пр.Мізунь не дозволяє забезпечити надійність електропостачання споживачів, заживлених з даного фідера по існуючій схемі живлення.

Згідно акту інженерного заключення необхідно встановлення реклоузера на проектну опору (в прогоні між опорами 108-109), що дасть змогу секціонувати лінію на дві частини та забезпечити зменшення часу вимкнення споживачів під час виникнення аварійних відключень.

Після встановлення реклоузера:

Показники	до встановлення реклоузера	після встановлення реклоузера	
довжина лінії, км	19,929	9,179 (46% від загальної довжини ПЛ)	10,75 (54% від загальної довжини ПЛ)
ТП, які живляться від даної лінії, шт	33	11	22
кількість споживачів, шт	2116	612	1504

Відповідно до «План-графіку встановлення пункту комутаційного стовпового (реклоузера) на ПЛ-10кВ» інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається встановлення реклоузера на ПЛ-10кВ пр.Мізунь від ПС 35 кВ «Вигода».

У 2020 році проектною групою АТ «Прикарпаттяобленерго» відповідно до завдання на проектування розроблено типовий проект «Встановлення комутаційного пункту 10 кВ (реклоузера) на залізобетонних опорах». Загальна вартість робіт (згідно ПКД) складає 518,295 тис.грн. без ПДВ

Відповідним типовим проектом передбачені наступні обсяги робіт:

- встановлення реклоузера OSM 15 з шафою керування RC – 1 шт;
- встановлення роз'днувачів РЛНДз 10/400-У1 – 2 шт;
- встановлення ОПН-10/12.6- УХЛ1 – 6 шт;
- встановлення опори типу СВ 105-5 – 1 шт.
- для підключення реклоузера та трансформатора власних потреб, з'єднання виводів реклоузера з ОПН застосовується в однофазному виконанні провід марки СІП 3 1х50 –20 м,
- для підключення роз'єднувача типу РЛНДз 10-400 використовується провід ЗАС-50/8 – 16м.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 469,92 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту :

Економічний ефект від встановлення ПКС-10 кВ буде досягнутий за рахунок зниження недовідпуску електроенергії та потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Зниження потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Розраховуємо час обходу ПЛ після аварійного вимкнення без реклоузера (t_1) та з встановленим реклоузером (t_2): $t_1=0.8*L$, $t_2=t_1/2$,

де L – довжина лінії, км.

Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг розраховуємо для обох випадків та за умови, що t_1 чи t_2 є більше 24 год:

$$E_1=K*100/1000,$$

$$E_2=K/2*100/1000,$$

де K – кількість точок обліку від даної ПЛ.

Сумарні потенційні збитки розраховуємо як:

$$E=0,1 \cdot K_{\text{вимкн}} \cdot (E_1 - E_2),$$

де $K_{\text{вимкн}}$ – кількість аварійних вимкнень даної ПЛІ на рік.

Зниження недовідпуску електроенергії.

Зниження недовідпуску електроенергії після встановлення реклоузера складає $\Delta P = P/2$, де P – недовідпуск, тис.кВт*год. При вартості передачі електроенергії 0,346 грн./кВт*год, ефективність від зниження недовідпуску $W = \Delta P \times 0,346$.

Термін окупності розраховуємо: $T_{\text{ок}} = \text{Варт.обл.}/(E+W)$

Розрахунки:

Об'єкт	Довжина ПЛІ, км	Вартість обладнання, тис. грн	Точок обліку, шт	Кількість аварійних вимкнень в рік, шт	Загальний час вимкнення, хв	Недовідпуск, тис. кВт год	Час обходу ПЛІ без реклоузера, год	Час обходу ПЛІ з встановленим реклоузером, год	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, без реклоузера, тис. грн.	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, з реклоузером, тис. грн.	Потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг протягом року, тис. грн	Зниження недовідпуску після установки реклоузера на ПС (50%), тис. кВт год	Ефективність від зменшення недовідпуску, тис. грн.	Термін окупності, років
Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Мізунь від ПС 35 кВ "Вигода"	19,929	518,295	2116	6	358	16,2	24,5648	12,2824	206,9	0	124,14	8,1	2,8026	4,1

1.1.1.15 Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Чорні Ослави від ПС 35 кВ "Делятин"

ПЛ-10 кВ пр.Чорні Ослави від ПС 35 кВ "Делятин" змонтована та введена в експлуатацію в 1968 році, проводом марки АС-50 та А-50, загальною довжиною 32,506 км.

Від ПЛ-10 кВ пр.Чорні Ослави заживлено – 34 шт. ТП-10/0,4 кВ з кількістю споживачів 2355 шт.

Значна протяжність ПЛ-10 кВ пр.Чорні Ослави не дозволяє забезпечити надійність електропостачання споживачів, заживлених з даного фідера по існуючій схемі живлення.

Згідно акту інженерного заключення необхідно встановлення реклоузера на опорі №452, що дасть змогу секціонувати лінію на дві частини та забезпечити зменшення часу вимкнення споживачів під час виникнення аварійних відключень.

Після встановлення реклоузера:

Показники	до встановлення реклоузера	після встановлення реклоузера	
довжина лінії, км	32,506	17,865 (55% від загальної довжини ПЛ)	14,641 (45% від загальної довжини ПЛ)
ТП, які живляться від даної лінії, шт	34	17	17
кількість споживачів, шт	2355	1354	1001

Відповідно до «План-графіку встановлення пункту комутаційного стовпового (реклоузера) на ПЛ-10кВ» інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається встановлення реклоузера на ПЛ-10 кВ пр.Чорні Ослави від ПС 35 кВ "Делятин".

У 2020 році проектною групою АТ «Прикарпаттяобленерго» відповідно до завдання на проектування розроблено типовий проект «Встановлення комутаційного пункту 10 кВ (реклоузера) на залізобетонних опорах». Загальна вартість робіт (згідно ПКД) складає 518,295 тис.грн. без ПДВ

Відповідним типовим проектом передбачені наступні обсяги робіт:

- встановлення реклоузера OSM 15 з шафою керування RC – 1 шт;
- встановлення роз'днувачів РЛНДз 10/400-У1 – 2 шт;
- встановлення ОПН-10/12.6- УХЛ1 – 6 шт;
- встановлення опори типу СВ 105-5 – 1 шт.
- для підключення реклоузера та трансформатора власних потреб, з'єднання виводів реклоузера з ОПН застосовується в однофазному виконанні провід марки СІП 3 1x50 –20 м,
- для підключення роз'єднувача типу РЛНДз 10-400 використовується провід ЗАС-50/8 – 16м.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 469,92 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту :

Економічний ефект від встановлення ПКС-10 кВ буде досягнутий за рахунок зниження недовідпуску електроенергії та потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Зниження потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Розраховуємо час обходу ПЛ після аварійного вимкнення без реклоузера (t_1) та з встановленим реклоузером (t_2): $t_1=0.8*L$, $t_2=t_1/2$,

де L – довжина лінії, км.

Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг розраховуємо для обох випадків та за умови, що t_1 чи t_2 є більше 24 год:

$$E_1=K*100/1000, \quad E_2=K/2*100/1000,$$

де K – кількість точок обліку від даної ПЛ.

Сумарні потенційні збитки розраховуємо як:

$$E=0,1 * K_{\text{вимкн}} * (E_1 - E_2),$$

де $K_{\text{вимкн}}$ – кількість аварійних вимкнень даної ПЛ на рік.

Зниження недовідпуску електроенергії.

Зниження недовідпуску електроенергії після встановлення реклоузера складає $\Delta P = P/2$, де P – недовідпуск, тис.кВт*год. При вартості передачі електроенергії 0,346 грн./кВт*год, ефективність від зниження недовідпуску $W = \Delta P \times 0,346$.

Термін окупності розраховуємо: $T_{\text{ок}} = \text{Варт. обл.} / (E + W)$

Розрахунки:

Об'єкт	Довжина ПЛ, км	Вартість обладнання, тис. грн	Точок обліку, шт	Кількість аварійних вимкнень в рік, шт	Загальний час вимкнення, хв	Недовідпуск, тис. кВт год.	Час обходу ПЛ без реклоузера, год	Час обходу ПЛ з встановленим реклоузером, год	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, без реклоузера, тис. грн.	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, з реклоузером, тис. грн.	Потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг протягом року, тис. грн	Зниження недовідпуску після установки реклоузера на ПС (50%), тис. кВт год.	Ефективність від зменшення недовідпуску, тис грн.	Термін окупності, років
Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр. Чорні Ослави від ПС 35 кВ "Делятин"	32,506	518,295	2355	11	1051	25,6	31,1328	15,5664	263,2	0	289,52	12,8	4,4288	1,8

1.1.1.16 Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Микуличин від ПС 110 кВ “Ямна”

ПЛ-10 кВ пр.Микуличин від ПС 110 кВ “Ямна” змонтована та введена в експлуатацію в 2010 році, проводом марки АС-50 та А-50, загальною довжиною 22,466 км.

Від ПЛ-10 кВ пр.Микуличин заживлено – 43 шт. ТП-10/0,4 кВ з кількістю споживачів 2869 шт.

Значна протяжність ПЛ-10 кВ пр.Микуличин не дозволяє забезпечити надійність електропостачання споживачів, заживлених з даного фідера по існуючій схемі живлення.

Згідно акту інженерного заключення необхідно встановлення реклоузера на опорі №568, що дасть змогу секціонувати лінію на дві частини та забезпечити зменшення часу вимкнення споживачів під час виникнення аварійних відключень.

Після встановлення реклоузера:

Показники	до встановлення реклоузера	після встановлення реклоузера	
довжина лінії, км	22,466	10,53 (47% від загальної довжини ПЛ)	11,936 (53% від загальної довжини ПЛ)
ТП, які живляться від даної лінії, шт	43	29	14
кількість споживачів, шт	2869	2005	864

Відповідно до «План-графіку встановлення пункту комутаційного стовпового (реклоузера) на ПЛ-10кВ» інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається встановлення реклоузера на ПЛ-10 кВ пр.Микуличин від ПС 110 кВ “Ямна”.

У 2020 році проектною групою АТ «Прикарпаттяобленерго» відповідно до завдання на проектування розроблено типовий проект «Встановлення комутаційного пункту 10 кВ (реклоузера) на залізобетонних опорах». Загальна вартість робіт (згідно ПКД) складає 518,295 тис.грн. без ПДВ

Відповідним типовим проектом передбачені наступні обсяги робіт:

- встановлення реклоузера OSM 15 з шафою керування RC – 1 шт;
- встановлення роз'єднувачів РЛНДз 10/400-У1 – 2 шт;
- встановлення ОПН-10/12.6- УХЛ1 – 6 шт;
- встановлення опори типу СВ 105-5 – 1 шт.
- для підключення реклоузера та трансформатора власних потреб, з'єднання виводів реклоузера з ОПН застосовується в однофазному виконанні провід марки СІП 3 1х50 –20 м,
- для підключення роз'єднувача типу РЛНДз 10-400 використовується провід ЗАС-50/8 – 16м.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 469,92 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту :

Економічний ефект від встановлення ПКС-10 кВ буде досягнутий за рахунок зниження недовідпуску електроенергії та потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Зниження потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Розраховуємо час обходу ПЛ після аварійного вимкнення без реклоузера (t_1) та з встановленим реклоузером (t_2): $t_1=0.8*L$, $t_2=t_1/2$,

де L – довжина лінії, км.

Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг розраховуємо для обох випадків та за умови, що t_1 чи t_2 є більше 24 год:

$$E_1=K*100/1000, \quad E_2=K/2*100/1000,$$

де K – кількість точок обліку від даної ПЛ.

Сумарні потенційні збитки розраховуємо як:

$$E=0,1 * K_{\text{вимкн}} * (E_1 - E_2),$$

де $K_{\text{вимкн}}$ – кількість аварійних вимкнень даної ПЛ на рік.

Зниження недовідпуску електроенергії

Зниження недовідпуску електроенергії після встановлення реклоузера складає $\Delta P = P/2$, де P – недовідпуск, тис.кВт*год. При вартості передачі електроенергії 0,346 грн./кВт*год, ефективність від зниження недовідпуску $W = \Delta P \times 0,346$.

Термін окупності розраховуємо: $T_{\text{ок}} = \text{Варт.обл.}/(E+W)$

Розрахунки:

Об'єкт	Довжина ПЛ, км	Вартість обладнання, тис. грн	Точок обліку, шт	Кількість аварійних вимкнень в рік, шт	Загальний час вимкнення, хв	Недовідпуск, тис. кВт год.	Час обходу ПЛ без реклоузера, год	Час обходу ПЛ з встановленим реклоузером, год	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, без реклоузера, тис. грн.	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, з реклоузером, тис. грн.	Потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг протягом року, тис. грн	Зниження недовідпуску після установки реклоузера на ПС (50%), тис. кВт год.	Ефективність від зменшення недовідпуску, тис. грн.	Термін окупності, років
Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Микуличин від ПС 110 кВ "Ямеа"	22,466	518,295	2869	7	232	1,2	27,3096	13,6548	283,2	0	198,24	0,6	0,2076	2,6

1.1.1.1.17 Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Березів від ПС 110 кВ "Яблунів"

ПЛ-10 кВ пр.Березів від ПС 110 кВ "Яблунів" змонтована та введена в експлуатацію в 1977 році, проводом марки АС-50 та АС-35, загальною довжиною 52,206 км.

Від ПЛ-10 кВ пр.Березів заживлено – 56 шт. ТП-10/0,4 кВ з кількістю споживачів 4108 шт.

Значна протяжність ПЛ-10 кВ пр.Березів не дозволяє забезпечити надійність електропостачання споживачів, заживлених з даного фідера по існуючій схемі живлення.

Згідно акту інженерного заклочення необхідно встановлення реклоузера на опорі №785, що дасть змогу секціонувати лінію на дві частини та забезпечити зменшення часу вимкнення споживачів під час виникнення аварійних відключень.

Після встановлення реклоузера:

Показники	до встановлення реклоузера	після встановлення реклоузера	
довжина лінії, км	52,206	44,349 (85% від загальної довжини ПЛ)	7,857 (15% від загальної довжини ПЛ)
ТП, які живляться від даної лінії, шт	56	45	11
кількість споживачів, шт	4108	3574	534

Відповідно до «План-графіку встановлення пункту комутаційного стовпового (реклоузера) на ПЛ-10кВ» інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається встановлення реклоузера на ПЛ-10 кВ пр.Березів від ПС 110 кВ "Яблунів".

У 2020 році проектною групою АТ «Прикарпаттяобленерго» відповідно до завдання на проектування розроблено типовий проект «Встановлення комутаційного пункту 10 кВ (реклоузера) на залізобетонних опорах». Загальна вартість робіт (згідно ПКД) складає 518,295 тис.грн. без ПДВ

Відповідним типовим проектом передбачені наступні обсяги робіт:

- встановлення реклоузера OSM 15 з шафою керування RC – 1 шт;
- встановлення роз'днувачів РЛНДз 10/400-У1 – 2 шт;
- встановлення ОПН-10/12.6- УХЛ1 – 6 шт;
- встановлення опори типу СВ 105-5 – 1 шт.
- для підключення реклоузера та трансформатора власних потреб, з'єднання виводів реклоузера з ОПН застосовується в однофазному виконанні провід марки СПП 3 1x50 –20 м,
- для підключення роз'єднувача типу РЛНДз 10-400 використовується провід ЗАС-50/8 – 16м.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 469,92 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту :

Економічний ефект від встановлення ПКС-10 кВ буде досягнутий за рахунок зниження недовідпуску електроенергії та потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Зниження потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Розраховуємо час обходу ПЛ після аварійного вимкнення без реклоузера (t_1) та з встановленим реклоузером (t_2): $t_1=0.8*L$, $t_2=t_1/2$,

де L – довжина лінії, км.

Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг розраховуємо для обох випадків та за умови, що t_1 чи t_2 є більше 24 год:

$$E_1=K*100/1000,$$

$$E_2=K/2*100/1000,$$

де K – кількість точок обліку від даної ПЛ.

Сумарні потенційні збитки розраховуємо як:

$$E=0,1 * K_{\text{вимкн}} * (E_1 - E_2),$$

де $K_{\text{вимкн}}$ – кількість аварійних вимкнень даної ПЛ на рік.

Зниження недовідпуску електроенергії

Зниження недовідпуску електроенергії після встановлення реклоузера складає $\Delta P = P/2$, де P – недовідпуск, тис.кВт*год. При вартості передачі електроенергії 0,346 грн./кВт*год, ефективність від зниження недовідпуску $W = \Delta P \times 0,346$.

Термін окупності розраховуємо: $T_{\text{ок}} = \text{Варт. обл.} / (E + W)$

Розрахунки:

Об'єкт	Довжина ПЛ, км	Вартість обладнання, тис. грн	Точок обліку, шт	Кількість аварійних вимкнень в рік, шт	Загальний час вимкнення, хв	Недовідпуск, тис. кВт год.	Час обходу ПЛ без реклоузера, год	Час обходу ПЛ з встановленим реклоузером, год	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, без реклоузера, тис. грн.	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, з реклоузером, тис. грн.	Потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг протягом року, тис. грн	Зниження недовідпуску після установки реклоузера на ПС (50%), тис. кВт год.	Ефективність від зменшення недовідпуску, тис. грн.	Термін окупності, років
Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Березів від ПС 110 кВ "Яблунів"	52,206	518,295	4108	11	620	9,2	39,7488	19,8744	385,1	0	423,61	3,07	1,0611	1,2

1.1.1.1.18 Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Черганівка від ПС 110 кВ “Косів”

ПЛ-10 кВ пр.Черганівка від ПС 110 кВ “Косів” змонтована та введена в експлуатацію в 1978 році, проводом марки АС-50, загальною довжиною 19,602 км.

Від ПЛ-10 кВ пр.Черганівка заживлено – 34 шт. ТП-10/0,4 кВ з кількістю споживачів 4550 шт.

Значна протяжність ПЛ-10 кВ пр.Черганівка не дозволяє забезпечити надійність електропостачання споживачів, заживлених з даного фідера по існуючій схемі живлення.

Згідно акту інженерного заключення необхідно встановлення реклоузера на опорі №291, що дасть змогу секціонувати лінію на дві частини та забезпечити зменшення часу вимкнення споживачів під час виникнення аварійних відключень.

Після встановлення реклоузера:

Показники	до встановлення реклоузера	після встановлення реклоузера	
		15,396 (80% від загальної довжини ПЛ)	3,81 (20% від загальної довжини ПЛ)
довжина лінії, км	19,206		
ТП, які живляться від даної лінії, шт	34	25	9
кількість споживачів, шт	4550	3882	668

Відповідно до «План-графіку встановлення пункту комутаційного стовпового (реклоузера) на ПЛ-10кВ» інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається встановлення реклоузера на ПЛ-10 кВ пр.Черганівка від ПС 110 кВ “Косів”.

У 2020 році проектною групою АТ «Прикарпаттяобленерго» відповідно до завдання на проектування розроблено типовий проект «Встановлення комутаційного пункту 10 кВ (реклоузера) на залізобетонних опорах». Загальна вартість робіт (згідно ПҚД) складає 518,295 тис.грн. без ПДВ

Відповідним типовим проектом передбачені наступні обсяги робіт:

- встановлення реклоузера OSM 15 з шафою керування RC – 1 шт;
- встановлення роз'днувачів РЛНДз 10/400-У1 – 2 шт;
- встановлення ОПН-10/12.6- УХЛ1 – 6 шт;
- встановлення опори типу СВ 105-5 – 1 шт.

- для підключення реклоузера та трансформатора власних потреб, з'єднання виводів реклоузера з ОПН застосовується в однофазному виконанні провід марки СШ 3 1х50 –20 м,
- для підключення роз'єднувача типу РЛНДз 10-400 використовується провід ЗАС-50/8 – 16м.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 469,92 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту :

Економічний ефект від встановлення ПКС-10 кВ буде досягнутий за рахунок зниження недовідпуску електроенергії та потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Зниження потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Розраховуємо час обходу ПЛ після аварійного вимкнення без реклоузера (t_1) та з встановленим реклоузером (t_2): $t_1=0.8*L$, $t_2=t_1/2$,

де L – довжина лінії, км.

Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг розраховуємо для обох випадків та за умови, що t_1 чи t_2 є більше 24 год:

$$E_1=K*100/1000,$$

$$E_2=K/2*100/1000,$$

де K – кількість точок обліку від даної ПЛ.

Сумарні потенційні збитки розраховуємо як:

$$E=0,1 * K_{\text{вимкн}} * (E_1 - E_2),$$

де $K_{\text{вимкн}}$ – кількість аварійних вимкнень даної ПЛ на рік.

Зниження недовідпуску електроенергії.

Зниження недовідпуску електроенергії після встановлення реклоузера складає $\Delta P = P/2$, де P – недовідпуск, тис.кВт*год. При вартості передачі електроенергії 0,346 грн./кВт*год, ефективність від зниження недовідпуску $W = \Delta P \times 0,346$.

Термін окупності розраховуємо: $T_{\text{ок}} = \text{Варт.обл.}/(E+W)$

Розрахунки:

Об'єкт	Довжина ПЛ, км	Вартість обладнання, тис. грн	Точок обліку, шт	Кількість аварійних вимкнень в рік, шт	Загальний час вимкнення, хв	Недовідпуск, тис. кВт год.	Час обходу ПЛ без реклоузера, год	Час обходу ПЛ з встановленим реклоузером, год	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, без реклоузера, тис. грн.	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, з реклоузером, тис. грн.	Потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг протягом року, тис. грн	Зниження недовідпуску після установки реклоузера на ПС (50%), тис. кВт год.	Ефективність від зменшення недовідпуску, тис грн.	Термін окупності, років
Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр. Черганівка від ПС 110 кВ "Косів"	19,602	518,295	4550	6	1204	17,4	25,8696	12,9348	448,2	0	268,92	8,7	3,0102	1,9

1.1.1.1.19 Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Соколівка від ПС 110 кВ "Косів"

ПЛ-10 кВ пр.Соколівка від ПС 110 кВ "Косів" змонтована та введена в експлуатацію в 1961 році, проводом марки АС-50 та АС-35, загальною довжиною 21,25 км.

Від ПЛ-10 кВ пр.Соколівка заживлено – 30 шт. ТП-10/0,4 кВ з кількістю споживачів 3151 шт.

Значна протяжність ПЛ-10 кВ пр.Соколівка не дозволяє забезпечити надійність електропостачання споживачів, заживлених з даного фідера по існуючій схемі живлення.

Згідно акту інженерного заключення необхідно встановлення реклоузера на опорі №99, що дасть змогу секціонувати лінію на дві частини та забезпечити зменшення часу вимкнення споживачів під час виникнення аварійних відключень.

Після встановлення реклоузера:

Показники	до встановлення реклоузера	після встановлення реклоузера	
		4,536 (21% від загальної довжини ПЛ)	16,714 (79% від загальної довжини ПЛ)
довжина лінії, км	21,25	4,536 (21% від загальної довжини ПЛ)	16,714 (79% від загальної довжини ПЛ)
ТП, які живляться від даної лінії, шт	30	9	21
кількість споживачів, шт	3151	1489	1662

Відповідно до «План-графіку встановлення пункту комутаційного стовпового (реклоузера) на ПЛ-10кВ» інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається встановлення реклоузера на ПЛ-10 кВ пр.Соколівка від ПС 110 кВ "Косів".

У 2020 році проектною групою АТ «Прикарпаттяобленерго» відповідно до завдання на проектування розроблено типовий проект «Встановлення комутаційного пункту 10 кВ (реклоузера) на залізобетонних опорах». Загальна вартість робіт (згідно ПКД) складає 518,295 тис.грн. без ПДВ

Відповідним типовим проектом передбачені наступні обсяги робіт:

- встановлення реклоузера OSM 15 з шафою керування RC – 1 шт;
- встановлення роз'днувачів РЛНДз 10/400-У1 – 2 шт;
- встановлення ОПН-10/12.6- УХЛ1 – 6 шт;
- встановлення опори типу СВ 105-5 – 1 шт.

- для підключення реклоузера та трансформатора власних потреб, з'єднання виводів реклоузера з ОПН застосовується в однофазному виконанні провід марки СП 3 1x50 –20 м,
- для підключення роз'єднувача типу РЛНДз 10-400 використовується провід ЗАС-50/8 – 16м.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 469,92 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту :

Економічний ефект від встановлення ПКС-10 кВ буде досягнутий за рахунок зниження недовідпуску електроенергії та потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Зниження потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Розраховуємо час обходу ПЛ після аварійного вимкнення без реклоузера (t_1) та з встановленим реклоузером (t_2): $t_1=0.8*L$, $t_2=t_1/2$,

де L – довжина лінії, км.

Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг розраховуємо для обох випадків та за умови, що t_1 чи t_2 є більше 24 год:

$$E_1=K*100/1000, \quad E_2=K/2*100/1000,$$

де K – кількість точок обліку від даної ПЛ.

Сумарні потенційні збитки розраховуємо як:

$$E=0,1*K_{\text{вимкн}}*(E_1-E_2),$$

де $K_{\text{вимкн}}$ – кількість аварійних вимкнень даної ПЛ на рік.

Зниження недовідпуску електроенергії.

Зниження недовідпуску електроенергії після встановлення реклоузера складає $\Delta P = P/2$, де P – недовідпуск, тис.кВт*год. При вартості передачі електроенергії 0,346 грн./кВт*год, ефективність від зниження недовідпуску $W = \Delta P \times 0,346$.

Термін окупності розраховуємо: $T_{\text{ок}} = \text{Варт.обл.}/(E+W)$

Розрахунки:

Об'єкт	Довжина ПЛ, км	Вартість обладнання, тис. грн	Точок обліку, шт	Кількість аварійних вимкнень в рік, шт	Загальний час вимкнення, хв	Недовідпуск, тис. кВт год.	Час обходу ПЛ без реклоузера, год	Час обходу ПЛ з встановленим реклоузером, год	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, без реклоузера, тис. грн.	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, з реклоузером, тис. грн.	Потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг протягом року, тис. грн	Зниження недовідпуску після установки реклоузера на ПС (50%), тис. кВт год.	Ефективність від зменшення недовідпуску, тис грн.	Термін окупності, років
Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Соколівка від ПС 110 кВ "Косів"	21,25	518,295	3151	22	1956	24,2	24,0584	12,0292	125,8	0	276,76	12,1	4,1866	1,8

1.1.1.1.20 Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Брустури від ПС 35 кВ "Космач"

ПЛ-10 кВ пр.Брустури від ПС 35 кВ "Космач" змонтована та введена в експлуатацію в 1968 році, проводом марки АС-50 та АС-70, загальною довжиною 25,844 км.

Від ПЛ-10 кВ пр.Брустури заживлено – 24 шт. ТП-10/0,4 кВ з кількістю споживачів 1855 шт.

Значна протяжність ПЛ-10 кВ пр.Брустури не дозволяє забезпечити надійність електропостачання споживачів, заживлених з даного фідера по існуючій схемі живлення.

Згідно акту інженерного заключення необхідно встановлення реклоузера на опорі №168, що дасть змогу секціонувати лінію на дві частини та забезпечити зменшення часу вимкнення споживачів під час виникнення аварійних відключень.

Після встановлення реклоузера:

Показники	до встановлення реклоузера	після встановлення реклоузера	
		15,524 (60% від загальної довжини ПЛ)	10,23 (40% від загальної довжини ПЛ)
довжина лінії, км	25,844		
ТП, які живляться від даної лінії, шт	24	12	12
кількість споживачів, шт	1855	1405	1450

Відповідно до «План-графіку встановлення пункту комутаційного стовпового (реклоузера) на ПЛ-10кВ» інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається встановлення реклоузера на ПЛ-10 кВ пр.Брустури від ПС 35 кВ "Космач".

У 2020 році проектною групою АТ «Прикарпаттяобленерго» відповідно до завдання на проектування розроблено типовий проект «Встановлення комутаційного пункту 10 кВ (реклоузера) на залізобетонних опорах». Загальна вартість робіт (згідно ПҚД) складає 518,295 тис.грн. без ПДВ

Відповідним типовим проектом передбачені наступні обсяги робіт:

- встановлення реклоузера OSM 15 з шафою керування RC – 1 шт;
- встановлення роз'єднувачів РЛНДз 10/400-У1 – 2 шт;
- встановлення ОПН-10/12.6- УХЛ1 – 6 шт;
- встановлення опори типу СВ 105-5 – 1 шт.
- для підключення реклоузера та трансформатора власних потреб, з'єднання виводів реклоузера з ОПН застосовується в однофазному виконанні провід марки СШ 3 1x50 –20 м,
- для підключення роз'єднувача типу РЛНДз 10-400 використовується провід ЗАС-50/8 – 16м.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 469,92 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту :

Економічний ефект від встановлення ПКС-10 кВ буде досягнутий за рахунок зниження недовідпуску електроенергії та потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Зниження потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Розраховуємо час обходу ПЛ після аварійного вимкнення без реклоузера (t_1) та з встановленим реклоузером (t_2): $t_1=0.8*L$, $t_2=t_1/2$,

де L – довжина лінії, км.

Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг розраховуємо для обох випадків та за умови, що t_1 чи t_2 є більше 24 год:

$$E_1=K*100/1000, \quad E_2=K/2*100/1000,$$

де K – кількість точок обліку від даної ПЛ.

Сумарні потенційні збитки розраховуємо як:

$$E=0,1*K_{\text{вимкл}}*(E_1-E_2),$$

де $K_{\text{вимкв}}$ – кількість аварійних вимкнень даної ПЛ на рік.

Зниження недовідпуску електроенергії.

Зниження недовідпуску електроенергії після встановлення реклоузера складає $\Delta P = P/2$, де P – недовідпуск, тис.кВт*год. При вартості передачі електроенергії 0,346 грн./кВт*год, ефективність від зниження недовідпуску $W = \Delta P \times 0,346$.

Термін окупності розраховуємо: $T_{\text{ок}} = \text{Варт.обл.}/(E+W)$

Розрахунки:

Об'єкт	Довжина ПЛ, км	Вартість обладнання, тис. грн	Точок облук, шт	Кількість аварійних вимкнень в рік, шт	Загальний час вимкнення, хв	Недовідпуск, тис. кВт год.	Час обходу ПЛ без реклоузера, год	Час обходу ПЛ з встановленим реклоузером, год	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, без реклоузера, тис. грн.	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, з реклоузером, тис. грн.	Потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг протягом року, тис. грн.	Зниження недовідпуску після установки реклоузера на ПС (50%), тис. кВт год.	Ефективність від зменшення недовідпуску, тис грн.	Термін окупності, років
Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Брустури від ПС 35 кВ "Космач"	25,844	518,295	1855	8	2901	14,3	24,56	12,28	114,2	0	91,36	7,15	2,4739	5,5

1.1.1.1.21 Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Космач від ПС 35 кВ "Космач"

ПЛ-10 кВ пр.Космач від ПС 35 кВ "Космач" змонтована та введена в експлуатацію в 1970 році, проводом марки АС-50 та АС-70, загальною довжиною 20,403 км.

Від ПЛ-10 кВ пр.Космач заживлено – 25 шт. ТП-10/0,4 кВ з кількістю споживачів 2568 шт.

Значна протяжність ПЛ-10 кВ пр.Космач не дозволяє забезпечити надійність електропостачання споживачів, заживлених з даного фідера по існуючій схемі живлення.

Згідно акту інженерного закінчення необхідно встановлення реклоузера на опорі №18, що дасть змогу секціонувати лінію на дві частини та забезпечити зменшення часу вимкнення споживачів під час виникнення аварійних відключень.

Після встановлення реклоузера:

Показники	до встановлення реклоузера	після встановлення реклоузера	
		14,211 (70% від загальної довжини ПЛ)	6,192 (30% від загальної довжини ПЛ)
довжина лінії, км	20,403		
ТП, які живляться від даної лінії, шт	25	15	10
кількість споживачів, шт	2568	1853	715

Відповідно до «План-графіку встановлення пункту комутаційного стовпового (реклоузера) на ПЛ-10кВ» інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається встановлення реклоузера на ПЛ-10 кВ пр.Космач від ПС 35 кВ "Космач".

У 2020 році проектною групою АТ «Прикарпаттяобленерго» відповідно до завдання на проектування розроблено типовий проект «Встановлення комутаційного пункту 10 кВ (реклоузера) на залізобетонних опорах». Загальна вартість робіт (згідно ПҚД) складає 518,295 тис.грн. без ПДВ

Відповідним типовим проектом передбачені наступні обсяги робіт:

- встановлення реклоузера OSM 15 з шафою керування RC – 1 шт;
- встановлення роз'єднувачів РЛНДз 10/400-У1 – 2 шт;
- встановлення ОПН-10/12.6- УХЛ1 – 6 шт;
- встановлення опори типу СВ 105-5 – 1 шт.
- для підключення реклоузера та трансформатора власних потреб, з'єднання виводів реклоузера з ОПН застосовується в однофазному виконанні провід марки СІП 3 1x50 –20 м,
- для підключення роз'єднувача типу РЛНДз 10-400 використовується провід ЗАС-50/8 – 16м.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 469,92 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту :

Економічний ефект від встановлення ПКС-10 кВ буде досягнутий за рахунок зниження недовідпуску електроенергії та потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Зниження потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Розраховуємо час обходу ПЛІ після аварійного вимкнення без реклоузера (t_1) та з встановленим реклоузером (t_2): $t_1=0.8*L$, $t_2=t_1/2$,

де L – довжина лінії, км.

Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг розраховуємо для обох випадків та за умови, що t_1 чи t_2 є більше 24 год:

$$E_1=K*100/1000,$$

$$E_2=K/2*100/1000,$$

де K – кількість точок обліку від даної ПЛІ.

Сумарні потенційні збитки розраховуємо як:

$$E=0,1 * K_{\text{вимкн}} * (E_1 - E_2),$$

де $K_{\text{вимкн}}$ – кількість аварійних вимкнень даної ПЛІ на рік.

Зниження недовідпуску електроенергії.

Зниження недовідпуску електроенергії після встановлення реклоузера складає $\Delta P = P/2$, де P – недовідпуск, тис.кВт*год. При вартості передачі електроенергії 0,346 грн./кВт*год, ефективність від зниження недовідпуску $W = \Delta P \times 0,346$.

Термін окупності розраховуємо: $T_{\text{ок}} = \text{Варт.обл.} / (E + W)$

Розрахунки:

Об'єкт	Довжина ПЛІ, км	Вартість обладнання, тис. грн.	Точок обліку, шт	Кількість аварійних вимкнень в рік, шт	Загальний час вимкнення, хв	Недовідпуск, тис. кВт год.	Час обходу ПЛІ без реклоузера, год	Час обходу ПЛІ з встановленим реклоузером, год	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, без реклоузера, тис. грн.	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, з реклоузером, тис. грн.	Потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг протягом року, тис. грн.	Зниження недовідпуску після установки реклоузера на ПС (50%), тис. кВт год.	Ефективність від зменшення недовідпуску, тис грн.	Термін окупності, років
Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Космач від ПС 35 кВ "Космач"	20,403	518,295	2568	3	189	2,9	24,016	12,008	234,8	0	70,44	1,45	0,5017	7,3

1.1.1.1.22 Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.В. Рожен від ПС 110 кВ “Кути”

ПЛ-10 кВ пр.В. Рожен від ПС 110 кВ “Кути” змонтована та введена в експлуатацію в 1987 році, проводом марки АС-50 та АС-35, загальною довжиною 52,734 км.

Від ПЛ-10 кВ пр.В. Рожен заживлено – 42 шт. ТП-10/0,4 кВ з кількістю споживачів 3988 шт.

Значна протяжність ПЛ-10 кВ пр.В. Рожен не дозволяє забезпечити надійність електропостачання споживачів, заживлених з даного фідера по існуючій схемі живлення.

Згідно акту інженерного заключення необхідно встановлення реклоузера на опорі №163, що дасть змогу секціонувати лінію на дві частини та забезпечити зменшення часу вимкнення споживачів під час виникнення аварійних відключень.

Після встановлення реклоузера:

Показники	до встановлення реклоузера	після встановлення реклоузера	
довжина лінії, км	52,734	50,599 (96% від загальної довжини ПЛ)	2,135 (4% від загальної довжини ПЛ)
ТП, які живляться від даної лінії, шт	42	40	2
кількість споживачів, шт	3988	3796	192

Відповідно до «План-графіку встановлення пункту комутаційного стовпового (реклоузера) на ПЛ-10кВ» інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається встановлення реклоузера на ПЛ-10 кВ пр.В. Рожен від ПС 110 кВ “Кути”.

У 2020 році проектною групою АТ «Прикарпаттяобленерго» відповідно до завдання на проектування розроблено типовий проект «Встановлення комутаційного пункту 10 кВ (реклоузера) на залізобетонних опорах». Загальна вартість робіт (згідно ПКД) складає 518,295 тис.грн. без ПДВ

Відповідним типовим проектом передбачені наступні обсяги робіт:

- встановлення реклоузера OSM 15 з шафою керування RC – 1 шт;
- встановлення роз'єднувачів РЛНДз 10/400-У1 – 2 шт;
- встановлення ОПН-10/12.6- УХЛ1 – 6 шт;
- встановлення опори типу СВ 105-5 – 1 шт.
- для підключення реклоузера та трансформатора власних потреб, з'єднання виводів реклоузера з ОПН застосовується в одnofазному виконанні провід марки СІП 3 1х50 –20 м,
- для підключення роз'єднувача типу РЛНДз 10-400 використовується провід ЗАС-50/8 – 16м.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 469,92 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту :

Економічний ефект від встановлення ПКС-10 кВ буде досягнутий за рахунок зниження недовідпуску електроенергії та потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Зниження потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Розраховуємо час обходу ПЛ після аварійного вимкнення без реклоузера (t_1) та з встановленим реклоузером (t_2): $t_1=0.8*L$, $t_2=t_1/2$,

де L – довжина лінії, км.

Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг розраховуємо для обох випадків та за умови, що t_1 чи t_2 є більше 24 год:

$$E_1=K*100/1000, \quad E_2=K/2*100/1000,$$

де K – кількість точок обліку від даної ПЛ.

Сумарні потенційні збитки розраховуємо як:

$$E=0,1*K_{\text{вимкн}}*(E_1-E_2),$$

де $K_{\text{вимкн}}$ – кількість аварійних вимкнень даної ПЛІ на рік.

Зниження недовідпуску електроенергії.

Зниження недовідпуску електроенергії після встановлення реклоузера складає $\Delta P = P/2$, де P – недовідпуск, тис.кВт*год. При вартості передачі електроенергії 0,346 грн./кВт*год, ефективність від зниження недовідпуску $W = \Delta P \times 0,346$.

Термін окупності розраховуємо: $T_{\text{ок}} = \text{Варт.обл.}/(E+W)$

Розрахунки:

Об'єкт	Довжина ПЛІ, км	Вартість обладнання, тис. грн	Точок обліку, шт	Кількість аварійних вимкнень в рік, шт	Загальний час вимкнення, хв	Недовідпуск, тис. кВт год.	Час обходу ПЛІ без реклоузера, год	Час обходу ПЛІ з встановленим реклоузером, год	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, без реклоузера, тис. грн.	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, з реклоузером, тис. грн.	Потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг протягом року, тис. грн	Зниження недовідпуску після установки реклоузера на ЛС (50%), тис. кВт год.	Ефективність від зменшення недовідпуску, тис. грн.	Термін окупності, років
Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.В. Рожен від ПС 110 кВ "Кути"	52,734	518,295	3988	2	156	1,5	39,1224	19,5612	241,3	0	48,26	0,75	0,2595	10,7

1.1.1.1.23 Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Волосів від ПС 35 кВ “Цуцилів”

ПЛ-10 кВ пр.Волосів від ПС 35 кВ “Цуцилів” змонтована та введена в експлуатацію в 2011 році, проводом марки АС-50 та АС-35, загальною довжиною 26,2 км.

Від ПЛ-10 кВ пр.Волосів заживлено – 22 шт. ТП-10/0,4 кВ з кількістю споживачів 2357 шт.

Значна протяжність ПЛ-10 кВ пр.Волосів не дозволяє забезпечити надійність електропостачання споживачів, заживлених з даного фідера по існуючій схемі живлення.

Згідно акту інженерного заключення необхідно встановлення реклоузера на опорі №952, що дасть змогу секціонувати лінію на дві частини та забезпечити зменшення часу вимкнення споживачів під час виникнення аварійних відключень.

Після встановлення реклоузера:

Показники	до встановлення реклоузера	після встановлення реклоузера	
довжина лінії, км	26,2	16,737 (64% від загальної довжини ПЛ)	9,463 (36% від загальної довжини ПЛ)
ТП, які живляться від даної лінії, шт	22	13	9
кількість споживачів, шт	2357	1457	900

Відповідно до «План-графіку встановлення пункту комутаційного стовпового (реклоузера) на ПЛ-10кВ» інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається встановлення реклоузера на ПЛ-10 кВ пр.Волосів від ПС 35 кВ “Цуцилів”.

У 2020 році проектною групою АТ «Прикарпаттяобленерго» відповідно до завдання на проектування розроблено типовий проект «Встановлення комутаційного пункту 10 кВ (реклоузера) на залізобетонних опорах». Загальна вартість робіт (згідно ПКД) складає 518,295 тис.грн. без ПДВ

Відповідним типовим проектом передбачені наступні обсяги робіт:

- встановлення реклоузера OSM 15 з шафою керування RC – 1 шт;
- встановлення роз'днувачів РЛНДз 10/400-У1 – 2 шт;
- встановлення ОПН-10/12.6- УХЛ1 – 6 шт;
- встановлення опори типу СВ 105-5 – 1 шт.
- для підключення реклоузера та трансформатора власних потреб, з'єднання виводів реклоузера з ОПН застосовується в одnofазному виконанні провід марки СІП 3 1х50 –20 м,
- для підключення роз'єднувача типу РЛНДз 10-400 використовується провід ЗАС-50/8 – 16м.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 469,92 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту :

Економічний ефект від встановлення ПКС-10 кВ буде досягнутий за рахунок зниження недовідпуску електроенергії та потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Зниження потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Розраховуємо час обходу ПЛ після аварійного вимкнення без реклоузера (t_1) та з встановленим реклоузером (t_2): $t_1=0.8*L$, $t_2=t_1/2$,

де L – довжина лінії, км.

Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг розраховуємо для обох випадків та за умови, що t_1 чи t_2 є більше 24 год:

$$E_1=K*100/1000, \quad E_2=K/2*100/1000,$$

де K – кількість точок обліку від даної ПЛ.

Сумарні потенційні збитки розраховуємо як:

$$E=0,1*K_{\text{вимкн}}*(E_1-E_2),$$

де $K_{\text{вимкн}}$ – кількість аварійних вимкнень даної ПЛ на рік.

Зниження недовідпуску електроенергії

Зниження недовідпуску електроенергії після встановлення реклоузера складає $\Delta P = P/2$, де P – недовідпуск, тис.кВт*год. При вартості передачі електроенергії 0,346 грн./кВт*год, ефективність від зниження недовідпуску $W = \Delta P \times 0,346$.

Термін окупності розраховуємо: $T_{\text{ок}} = \text{Варт.обл.}/(E+W)$

Розрахунки:

Об'єкт	Довжина ПЛ, км	Вартість обладнання, тис. грн	Точок обліку, шт	Кількість аварійних вимкнень в рік, шт	Загальний час вимкнення, хв	Недовідпуск, тис. кВт год.	Час обходу ПЛ без реклоузера, год	Час обходу ПЛ з встановленим реклоузером, год	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, без реклоузера, тис. грн.	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, з реклоузером, тис. грн.	Потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг протягом року, тис. грн	Зниження недовідпуску після установки реклоузера на ПС (50%), тис. кВт год.	Ефективність від зменшення недовідпуску, тис грн.	Термін окупності, років
Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Волосів від ПС 35 кВ "Цушлів"	2,6,2	518,295	2357	4	337	2,4	26,864	13,432	152,1	0	60,84	1,2	0,4152	8,5

1.1.1.1.24 Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Мислівка від ПС 35 кВ "Шандра"

ПЛ-10 кВ пр.Мислівка від ПС 35 кВ "Шандра" змонтована та введена в експлуатацію в 1981 році, проводом марки АС-70, АС-50 та АС-35, загальною довжиною 44,801 км.

Від ПЛ-10 кВ пр.Мислівка заживлено – 50 шт. ТП-10/0,4 кВ з кількістю споживачів 3263 шт.

Значна протяжність ПЛ-10 кВ пр.Мислівка не дозволяє забезпечити надійність електропостачання споживачів, заживлених з даного фідера по існуючій схемі живлення.

Згідно акту інженерного заключення необхідно встановлення реклоузера на опорі №533, що дасть змогу секціонувати лінію на дві частини та забезпечити зменшення часу вимкнення споживачів під час виникнення аварійних відключень.

Після встановлення реклоузера:

Показники	до встановлення реклоузера	після встановлення реклоузера	
довжина лінії, км	44,801	33,668 (75% від загальної довжини ПЛ)	11,133 (25% від загальної довжини ПЛ)
ТП, які живляться від даної лінії, шт	50	31	19
кількість споживачів, шт	3263	2109	1154

Відповідно до «План-графіку встановлення пункту комутаційного стовпового (реклоузера) на ПЛ-10кВ» інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається встановлення реклоузера на ПЛ-10 кВ пр.Мислівка від ПС 35 кВ "Шандра".

У 2020 році проектною групою АТ «Прикарпаттяобленерго» відповідно до завдання на проектування розроблено типовий проект «Встановлення комутаційного пункту 10 кВ (реклоузера) на залізобетонних опорах». Загальна вартість робіт (згідно ПҚД) складає 518,295 тис.грн. без ПДВ

Відповідним типовим проектом передбачені наступні обсяги робіт:

- встановлення реклоузера OSM 15 з шафою керування RC – 1 шт;
- встановлення роз'єднувачів РЛНДз 10/400-У1 – 2 шт;
- встановлення ОПН-10/12.6- УХЛ1 – 6 шт;
- встановлення опори типу СВ 105-5 – 1 шт.

- для підключення реклоузера та трансформатора власних потреб, з'єднання виводів реклоузера з ОПН застосовується в однофазному виконанні провід марки СІП 3 1x50 –20 м,
- для підключення роз'єднувача типу РЛНДз 10-400 використовується провід ЗАС-50/8 – 16м.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 469,92 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту :

Економічний ефект від встановлення ПКС-10 кВ буде досягнутий за рахунок зниження недовідпуску електроенергії та потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Зниження потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Розраховуємо час обходу ПЛ після аварійного вимкнення без реклоузера (t_1) та з встановленим реклоузером (t_2): $t_1=0.8*L$, $t_2=t_1/2$,

де L – довжина лінії, км.

Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг розраховуємо для обох випадків та за умови, що t_1 чи t_2 є більше 24 год:

$$E_1=K*100/1000, \quad E_2=K/2*100/1000,$$

де K – кількість точок обліку від даної ПЛ.

Сумарні потенційні збитки розраховуємо як:

$$E=0,1*K_{\text{вимкн}}*(E_1-E_2),$$

де $K_{\text{вимкн}}$ – кількість аварійних вимкнень даної ПЛ на рік.

Зниження недовідпуску електроенергії.

Зниження недовідпуску електроенергії після встановлення реклоузера складає $\Delta P = P/2$, де P – недовідпуск, тис.кВт*год. При вартості передачі електроенергії 0,346 грн./кВт*год, ефективність від зниження недовідпуску $W = \Delta P \times 0,346$.

Термін окупності розраховуємо: $T_{\text{ок}} = \text{Варт. обл.} / (E + W)$

Розрахунки:

Об'єкт	Довжина ПЛ, км	Вартість обладнання, тис. грн	Точок обліку, шт	Кількість аварійних вимкнень в рік, шт	Загальний час вимкнення, хв	Недовідпуск, тис. кВт год	Час обходу ПЛ без реклоузера, год	Час обходу ПЛ з встановленим реклоузером, год	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, без реклоузера, тис. грн.	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок виконання показників якості послуг, з реклоузером, тис. грн.	Потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг протягом року, тис. грн	Зниження недовідпуску після установки реклоузера на ПС (50%), тис. кВт год	Ефективність від зменшення недовідпуску, тис грн.	Термін окупності, років
Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Мислівка від ПС 35 кВ "Шандра"	44,801	518,295	3263	2	187	18,2	24,3272	12,1636	242	0	48,4	9,1	3,1486	10,1

1.1.1.1.25 Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Бабче від ПС 35 кВ "Солотвино"

ПЛ-10 кВ пр.Бабче від ПС 35 кВ "Солотвино" змонтована та введена в експлуатацію в 1978 році, проводом марки АС-50, загальною довжиною 14,11 км.

Від ПЛ-10 кВ пр.Бабче заживлено – 16 шт. ТП-10/0,4 кВ з кількістю споживачів 1853 шт.

Значна протяжність ПЛ-10 кВ пр.Бабче не дозволяє забезпечити надійність електропостачання споживачів, заживлених з даного фідера по існуючій схемі живлення.

Згідно акту інженерного заключення необхідно встановлення реклоузера на опорі №95, що дасть змогу секціонувати лінію на дві частини та забезпечити зменшення часу вимкнення споживачів під час виникнення аварійних відключень.

Після встановлення реклоузера:

Показники	до встановлення реклоузера	після встановлення реклоузера	
довжина лінії, км	14,11	8,845 (63% від загальної довжини ПЛ)	5,265 (37% від загальної довжини ПЛ)
ТП, які живляться від даної лінії, шт	16	10	6
кількість споживачів, шт	1853	1108	745

Відповідно до «План-графіку встановлення пункту комутаційного стовпового (реклоузера) на ПЛ-10кВ» інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається встановлення реклоузера на ПЛ-10 кВ пр.Бабче від ПС 35 кВ "Солотвино".

У 2020 році проектною групою АТ «Прикарпаттяобленерго» відповідно до завдання на проектування розроблено типовий проект «Встановлення комутаційного пункту 10 кВ (реклоузера) на залізобетонних опорах». Загальна вартість робіт (згідно ПКС) складає 518,295 тис.грн. без ПДВ

Відповідним типовим проектом передбачені наступні обсяги робіт:

- встановлення реклоузера OSM 15 з шафою керування RC – 1 шт;
- встановлення роз'днувачів РЛНДз 10/400-У1 – 2 шт;
- встановлення ОПН-10/12.6- УХЛ1 – 6 шт;
- встановлення опори типу СВ 105-5 – 1 шт.
- для підключення реклоузера та трансформатора власних потреб, з'єднання виводів реклоузера з ОПН застосовується в однофазному виконанні провід марки СП 3 1x50 –20 м,
- для підключення роз'єднувача типу РЛНДз 10-400 використовується провід ЗАС-50/8 – 16м.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 469,92 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту :

Економічний ефект від встановлення ПКС-10 кВ буде досягнутий за рахунок зниження недовідпуску електроенергії та потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Зниження потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Розраховуємо час обходу ПЛ після аварійного вимкнення без реклоузера (t_1) та з встановленим реклоузером (t_2): $t_1=0.8*L$, $t_2=t_1/2$,

де L – довжина лінії, км.

Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг розраховуємо для обох випадків та за умови, що t_1 чи t_2 є більше 24 год:

$$E_1=K*100/1000, \quad E_2=K/2*100/1000,$$

де K – кількість точок обліку від даної ПЛ.

Сумарні потенційні збитки розраховуємо як:

$$E=0,1 * K_{\text{вимкн}} * (E_1 - E_2),$$

де $K_{\text{вимкн}}$ – кількість аварійних вимкнень даної ПЛ на рік.

Зниження недовідпуску електроенергії

Зниження недовідпуску електроенергії після встановлення реклоузера складає $\Delta P = P/2$, де P – недовідпуск, тис.кВт*год. При вартості передачі електроенергії 0,346 грн./кВт*год, ефективність від зниження недовідпуску $W = \Delta P \times 0,346$.

Термін окупності розраховуємо: $T_{\text{ок}} = \text{Варт.обл.}/(E+W)$

Розрахунки:

Об'єкт	Довжина ПЛ, км	Вартість обладнання, тис. грн	Точок обліку, шт	Кількість аварійних вимкнень в рік, шт	Загальний час вимкнення, хв	Недовідпуск, тис. кВт год.	Час обходу ПЛ без реклоузера, год	Час обходу ПЛ з встановленим реклоузером, год	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, без реклоузера, тис. грн.	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, з реклоузером, тис. грн.	Потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг протягом року, тис. грн	Зниження недовідпуску після установки реклоузера на ПС (50%), тис. кВт год.	Ефективність від зменшення недовідпуску, тис грн.	Термін окупності, років
Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Бабче від ПС 35 кВ "Солотвино"	14,11	518,295	1853	4	1420	2,4	24,32	12,16	184,7	0	73,88	1,2	0,4152	7,0

1.1.1.1.26 Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Красне від ПС 110кВ «Перегінськ»

ПЛ-10 кВ пр.Красне від ПС 110 кВ «Перегінськ» змонтована та введена в експлуатацію в 1977 році, загальною довжиною 30,492 км.

Від ПЛ-10 кВ пр.Красне заживлено – 30 шт. ТП-10/0,4 кВ з кількістю споживачів 1321 шт.

Значна протяжність ПЛ-10 кВ пр.Красне не дозволяє забезпечити надійність електропостачання споживачів, заживлених з даного фідера по існуючій схемі живлення.

Згідно акту інженерного заключення від 09.04.2019 року необхідно встановлення реклоузера на опорі № 337, що дасть змогу секціонувати лінію на дві майже рівних частини та забезпечити зменшення часу вимкнення споживачів під час виникнення аварійних відключень.

Після встановлення реклоузера:

Показники	до встановлення реклоузера	після встановлення реклоузера	
довжина лінії, км	30,492	13,211 (43% від загальної довжини ПЛ)	17,281 (57% від загальної довжини ПЛ)
ТП, які живляться від даної лінії, шт	30	13	17
кількість споживачів, шт	1321	570	751
споживання, кВт*год	256274	110580	145694
навантаження, МВт	1,34	0,58	0,76

Відповідно до «План-графіку встановлення пункту комутаційного стовпового (реклоузера) на ПЛ-10кВ» інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається встановлення реклоузера на ПЛ-10кВ пр.Красне від ПС 110кВ «Перегінськ».

У 2019 році проектною групою АТ «Прикарпаттяобленерго» відповідно до завдання на проектування розроблено типовий проект «Встановлення комутаційного пункту 10 кВ (реклоузера) на залізобетонних опорах», при цьому загальна вартість робіт складає 582,31 тис.грн. без ПДВ.

Відповідним типовим проектом передбачені наступні обсяги робіт:

- встановлення реклоузера OSM 15 з шафою керування RC – 1 шт;
- встановлення роз'днувачів РЛНДз 10/400-У1 – 2 шт;
- встановлення ОПН-10/12.6- УХЛ1 – 6 шт;
- встановлення опори типу СВ 105-5 – 1 шт.
- для підключення реклоузера та трансформатора власних потреб, з'єднання виводів реклоузера з ОПН застосовується в однофазному виконанні провід марки СІП 3 1х50 – 20м;
- для підключення роз'єднувача типу РЛНДз 10-400 використовується провід ЗАС-50/8 – 16м.

Схемне рішення по встановленню комутаційного пункту 10 кВ (реклоузера) на ПЛ-10 кВ пр.Красне від ПС 110 кВ «Перегінськ» див.

Реалізація даного заходу підрядним способом в повному обсязі можлива за 508,14 тис. грн (без ПДВ).

Розрахунок економічного ефекту :

Економічний ефект від встановлення ПКС-10 кВ буде досягнутий за рахунок зниження недовідпуску електроенергії та потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Зниження потенційних збитків компанії внаслідок невиконання показників якості послуг.

Розраховуємо час обходу ПЛ після аварійного вимкнення без реклоузера (t_1) та з встановленим реклоузером (t_2): $t_1=0.8*L$, $t_2=t_1/2$,

де L – довжина лінії, км.

Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг розраховуємо для обох випадків та за умови, що t_1 чи t_2 є більше 24 год:

$$E_1 = K * 100 / 1000, \quad E_2 = K / 2 * 100 / 1000,$$

де K – кількість точок обліку від даної ПЛ.

Сумарні потенційні збитки розраховуємо як:

$$E = 0,1 * K_{\text{вимкн}} * (E_1 - E_2),$$

де $K_{\text{вимкн}}$ – кількість аварійних вимкнень даної ПЛ на рік.

Зниження недовідпуску електроенергії.

Зниження недовідпуску електроенергії після встановлення реклоузера складає $\Delta P = P / 2$, де P – недовідпуск, тис.кВт*год. При вартості передачі електроенергії 0,346 грн./кВт*год, ефективність від зниження недовідпуску $W = \Delta P \times 0,346$.

Термін окупності розраховуємо: $T_{\text{ок}} = \text{Варт.обл.} / (E + W)$

Розрахунки:

Об'єкт	Доля ПЛ, км	Вартість обладнання, тис. грн	Точок обліку, шт	Кількість аварійних вимкнень в рік, шт	Загальний час вимкнення, хв	Недовідпуск, тис. кВт год.	Час обходу ПЛ без реклоузера, год	Час обходу ПЛ з встановленим реклоузером, год	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, без реклоузера, тис. грн.	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, з реклоузером, тис. грн.	Потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг протягом року, тис. грн	Зниження недовідпуску після установки реклоузера на ПС (30%), тис. кВт год.	Ефективність від зменшення недовідпуску, тис грн.	Терми окупності, років
Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Красне від ПС 110кВ "Перегінськ"	30,492	582,31	1321	31	2687	32,1	24,3936	12,1968	95,4	0	295,74	16,05	5,5533	2,3

1.1.1.1.27 Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Погорілець від ПС 35кВ «Струтин»

ПЛ-10 кВ пр.Погорілець від ПС 35 кВ «Струтин» змонтована та введена в експлуатацію в 1963 році, загальною довжиною 44,052 км.

Від ПЛ-10 кВ пр.Погорілець заживлено – 39 шт. ТП-10/0,4 кВ з кількістю споживачів 1245 шт.

Значна протяжність ПЛ-10 кВ пр.Погорілець не дозволяє забезпечити надійність електропостачання споживачів, заживлених з даного фідера по існуючій схемі живлення.

Згідно акту інженерного заключення від 08.04.2019 року необхідно встановлення реклоузера на опорі № 782, що дасть змогу секціонувати лінію на дві майже рівних частини та забезпечити зменшення часу вимкнення споживачів під час виникнення аварійних відключень.

Після встановлення реклоузера:

Показники	до встановлення реклоузера	після встановлення реклоузера	
довжина лінії, км	44,052	12,112 (27% від загальної довжини ПЛ)	31,94 (73% від загальної довжини ПЛ)
ТП, які живляться від даної лінії, шт	39	11	28
кількість споживачів, шт	1945	558	1387
споживання, кВт*год	361774	103788	257986
навантаження, МВт	1,23	0,33	0,90

Відповідно до «План-графіку встановлення пункту комутаційного стовпового (реклоузера) на ПЛ-10кВ» інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається встановлення реклоузера на ПЛ-10кВ пр.Погорілець від ПС 35 кВ «Струтин».

У 2019 році проектною групою АТ «Прикарпаттяобленерго» відповідно до завдання на проектування розроблено типовий проект «Встановлення комутаційного пункту 10 кВ (реклоузера) на залізобетонних опорах», при цьому загальна вартість робіт складає 582,31 тис.грн. без ПДВ.

Відповідним типовим проектом передбачені наступні обсяги робіт:

- встановлення реклоузера OSM 15 з шафою керування RC – 1 шт;
- встановлення роз'єднувачів РЛНДз 10/400-У1 – 2 шт;
- встановлення ОПН-10/12.6- УХЛ1 – 6 шт;
- встановлення опори типу СВ 105-5 – 1 шт.
- для підключення реклоузера та трансформатора власних потреб, з'єднання виводів реклоузера з ОПН застосовується в однофазному виконанні провід марки СШ 3 1х50 –20 м,
- для підключення роз'єднувача типу РЛНДз 10-400 використовується провід ЗАС-50/8 – 16м.

Схемне рішення по встановленню комутаційного пункту 10 кВ (реклоузера) на ПЛ-10 кВ пр.Погорілець від ПС 35 кВ «Струтин» див.

Реалізація даного заходу підрядним способом в повному обсязі можлива за 508,14 тис. грн (без ПДВ).

Розрахунок економічного ефекту :

Об'єкт	Довжина ПЛ, км	Вартість обладнання, тис. грн	Точок обліку, шт	Кількість аварійних вимкень в рік, шт	Загальний час вимкень, хв	Недовідпуск, тис. кВт год.	Час обходу ПЛ без реклоузера, год	Час обходу ПЛ з встановленим реклоузером, год	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, без реклоузера, тис. грн.	Одноразові потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг, з реклоузером, тис. грн.	Потенційні збитки компанії внаслідок невиконання показників якості послуг протягом року, тис. грн.	Зниження недовідпуску після установки реклоузера на ПС (50%), тис. кВт год.	Ефективність від зменшення недовідпуску, тис. грн.	Термін окупності, років
Встановлення реклоузера на ЛЕП-10кВ пр.Погорілець від ПС 35кВ "Струтин"	44,052	582,31	1945	4	601	5,2	35,2416	17,6208	199,4	0	79,76	2,6	0,8996	8,7

1.1.1.2 Технічне переоснащення КЛ-10 кВ

1.1.1.2.1 Технічне переоснащення КЛ-6 кВ «ПС НБМР - ТП-419» в м.Калуш

КЛ-6 кВ «ПС НБМР - ТП-419» м.Калуш побудована та введена в експлуатацію в 1991 році.

Відповідно «План графіку переоснащення кабельних ліній 0,4-10 кВ АТ "Прикарпаттяобленерго"» передбачається технічне переоснащення КЛ-6 кВ «ПС НБМР - ТП-419» м.Калуш.

Характеристика існуючої КЛ-10 кВ:

1. Загальна довжина лінії – 1,0 км,
2. Кількість споживачів, які живляться від лінії - 720 шт.
3. Строк експлуатації, марка та переріз: 28 років, АСБ 3*120 мм² ;
4. Кількість встановлених з'єднувальних муфт - 28 шт (при нормі 5 шт. на 1 км);
5. Кількість відключень, зафіксованих за останні 5 років – 23;
6. Причина пошкоджень КЛ – через старіння ізоляції кабелю.

Відповідно «План графіку переоснащення кабельних ліній 0,4-10 кВ АТ "Прикарпаттяобленерго"» передбачається технічне переоснащення КЛ-6 кВ «ПС НБМР - ТП-419» м.Калуш.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стану підлягає списанню, у зв'язку із неодноразовим виходом з ладу, погіршенням цілісності ізоляції, понаднормативною кількістю з'єднувальних муфт, тривалим терміном експлуатації.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект КЛ-6 кВ «ПС НБМР - ТП-419» м.Калуш за рахунок коштів ПІ.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 5418,976 тис.грн. без ПДВ.

Технічне переоснащення КЛ-6 кВ «ПС НБМР - ТП-419» м.Калуш дозволить при помірних затратах вирішити проблеми знеструмлення, покращить якість напруги та зменшить кількість аварійних ситуацій.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3 124,33 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Економічний ефект від заміни КЛ 6-10 кВ буде досягнутий за рахунок наступних показників:

1. Зниження недовідпуску електроенергії.
2. Зниження витрат на проведення ремонтів КЛ.
3. Виключення можливості виходу з ладу іншого обладнання внаслідок ушкодження КЛ.

Зменшення втрат електроенергії на 1 км лінії (Зниження ТВЕ).

Основні розрахункові дані:

1. Втрати у КЛ на 1 км, що підлягають заміні:

$$\Delta P_3 = I^2 R_c$$

Втрати електроенергії за рік:

$$\Delta W_{3г} = \Delta P_3 * 24 * 365$$

Вартість втрат за рік на 1 км лінії:

$$C_3 = \Delta W_{3г} * 1,045$$

де 1,045 – оптова ринкова ціна е/е, грн./кВт*год.

2. Втрати у КЛ, що проектується:

$$\Delta P_n = I^2 R_c$$

Втрати електроенергії за рік:

$$\Delta W_{нг} = \Delta P_n * 24 * 365$$

Вартість втрат за рік:

$$C_H = \Delta W_{HE} * 1,045$$

4. Вартість зекономленої за рік електроенергії:

$$C_3 = C_3 - C_H$$

Зниження недовідпуску електроенергії.

За даними РЕМ на 1 км КЛІ 6-10 кВ, що підлягають заміні, у рік відбувається в середньому 4 ушкодження. У зв'язку з тим, що міські кабельні мережі 6-10 кВ, як правило закільцьовані або споживачі мають резервне живлення, перерва в електропостачанні споживачів, пов'язана з пошуком місця пошкодження та виконанням необхідних перемикачів складає близько 4 годин. При середньому навантаженні I і напрузі U потужність, що передається складе $P=U*I*\sqrt{3}*\cos\phi$. Недовідпуск за добу при цьому складає $\Delta P=P*4$ При вартості умовно потійних витрат 80,445 коп./кВт*год, збиток від недовідпуску складе $\Delta P * 0,80445$.

Зниження витрат на проведення ремонтів КЛ. (Зниження потенційних очікуваних збитків).

Орієнтовні витрати на ремонт одного ушкодження в середньому складають 10,55 тис. грн. (з ПДВ) (2 муфти) – 2000 x 2 = 4000 грн., 6 м кабелю – 1300 грн., робота, з урахуванням ремонту пошкодженого твердого покриття – 5250 грн.).

Розрахунки:

Назва	Існуюча	Після реконструкції	Разом
Довжина лінії, км	1,1	1,1	
Вартість непридатного кабеля, тис.грн	7,4		
Опір лінії, Ом	0,355	0,183	
Середнє навантаження лінії, кВт	1272,00	1272,00	
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	157589,47	40458,11	
Втрати електроенергії в лініях, тис.грн	164,68	42,28	122,40
Витрати на ремонт, тис.грн	154,43	25,74	128,69
Втрати від недовідпуску, тис.грн	27,65		27,65
Ефективність, тис.грн			278,747
Вартість інвестицій, тис.грн			5418,976
Термін окупності, роки			19,41

1.1.1.2.2 Технічне переоснащення КЛ-6 кВ «ТП-419 - РП-5» в м.Калуш

КЛ-6 кВ «ТП-419- РП-5» м.Калуш побудована та введена в експлуатацію в 1991 році.

Відповідно «План графіку переоснащення кабельних ліній 0,4-10 кВ АТ "Прикарпаттяобленерго"» передбачається технічне переоснащення КЛ-6 кВ «ТП-419-РП-5» м.Калуш.

Характеристика існуючої КЛ-10 кВ:

1. Загальна довжина лінії – 0,65 км,
2. Кількість споживачів, які живляться від лінії - 590 шт.
3. Строк експлуатації, марка та переріз: 28 років, АСБ 3*120 мм² ;
4. Кількість встановлених з'єднувальних муфт - 16 шт (при нормі 5 шт. на 1 км);
5. Кількість виключень, зафіксованих за останні 5 років – 25 шт;
6. Причина пошкоджень КЛ – через старіння ізоляції кабелю;

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан підлягає списанню, у зв'язку із неодноразовим виходом з ладу, погіршенням цілісності ізоляції, понаднормативною кількістю з'єднувальних муфт, тривалим терміном експлуатації.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект КЛ-6 кВ «ТП-419- РП-5» м.Калуш за рахунок коштів ІІІ.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 3343,15 тис.грн. без ПДВ.

Технічне переоснащення КЛ-6 кВ «ТП-419- РП-5» м.Калуш дозволить при помірних затратах вирішити проблеми знеструмлення, покращить якість напруги та зменшить кількість аварійних ситуацій.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2 113,27 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Економічний ефект від заміни КЛ 6-10 кВ буде досягнутий за рахунок наступних показників:

1. Зниження недовідпуску електроенергії.
2. Зниження витрат на проведення ремонтів КЛ.
3. Виключення можливості виходу з ладу іншого обладнання внаслідок ушкодження КЛ.

Зменшення втрат електроенергії на 1 км лінії (Зниження ТВЕ).

Основні розрахункові дані:

1. Втрати у КЛ на 1 км, що підлягають заміні:

$$\Delta P_z = I^2 R_c$$

Втрати електроенергії за рік:

$$\Delta W_{зг} = \Delta P_z * 24 * 365$$

Вартість втрат за рік на 1 км лінії:

$$C_z = \Delta W_{зг} * 1,045$$

де 1,045 – оптова ринкова ціна е/е, грн./кВт*год.

2. Втрати у КЛ, що проектуються:

$$\Delta P_n = I^2 R_c$$

Втрати електроенергії за рік:

$$\Delta W_{нг} = \Delta P_n * 24 * 365$$

Вартість втрат за рік:

$$C_n = \Delta W_{нг} * 1,045$$

4. Вартість зекономленої за рік електроенергії:

$$C_э = C_z - C_n$$

Зниження недовідпуску електроенергії.

За даними РЕМ на 1 км КЛ 6-10 кВ, що підлягають заміні, у рік відбувається в середньому 4 ушкодження. У зв'язку з тим, що міські кабельні мережі 6-10 кВ, як правило закільцьовані або споживачі мають резервне живлення, перерва в електропостачанні споживачів, пов'язана з пошуком місця пошкодження та виконанням необхідних перемикачів складає близько 4 годин. При середньому навантаженні I і напрузі U потужність, що передається складе $P=U \cdot I \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\phi$. Недовідпуск за добу при цьому складає $\Delta P=P \times 4$ При вартості умовно потійних витрат 80,445 коп./кВт*год, збиток від недовідпуску складе $\Delta P \times 0,80445$.

Зниження витрат на проведення ремонтів КЛ. (Зниження потенційних очікуваних збитків).

Орієнтовні витрати на ремонт одного ушкодження в середньому складають 10,55 тис. грн. (з ПДВ) (2 муфти) – 2000 x 2 = 4000 грн., 6 м кабелю – 1300 грн., робота, з урахуванням ремонту пошкодженого твердого покриття – 5250 грн.).

Розрахунки:

Назва	Існуюча	Після реконструкції	Разом
Довжина лінії, км	0,8	0,8	
Вартість непридатного кабеля, тис.грн	5,1		
Опір лінії, Ом	0,243	0,125	
Середнє навантаження лінії, кВт	1362,00	1362,00	
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	84491,27	21691,54	
Втрати електроенергії в лініях, тис.грн	88,29	22,67	65,63
Витрати на ремонт, тис.грн	105,61	17,60	88,00
Втрати від недовідпуску, тис.грн	20,25		20,25
Ефективність, тис.грн			173,878
Вартість інвестицій, тис.грн			3343,150
Термін окупності, роки			19,20

1.1.1.2.3 Реконструкція КЛ-10 кВ «ЗТП-489-ГКТП-29» в с. Задністрянськ Галицького району

ЗТП-489 знаходиться на території загальноосвітньої школи с. Задністрянськ і забезпечує електропостачання 502 споживачів, зокрема самої школи, дитячого садка та очисних споруд даного населеного пункту.

Саме ЗТП-489 отримує живлення по одній КЛ-10 кВ ТП-29-ТП-489, на якій тільки за 2018-2019 роки ставалися 3 пошкодження (02.01.2018, 15.04.2018, 21.05.2019), що призводили до перерв в електропостачанні споживачів більше 24 годин.

За час експлуатації на даній КЛ встановлено 8 муфт, що, враховуючи довжину даної КЛ-10 кВ (0,315 км), становить 25,4 муфти/км.

Відповідно до акту інженерного заключення та завдання на проєктування проєктною групою АТ «Прикарпаттяобленерго» розроблено робочий проєкт та проєктно-кошторисну документацію «Реконструкція КЛ-10 кВ «ЗТП-489-ГКТП-29» в с. Задністрянськ Галицького району» на суму 501,53 тис. грн. без ПДВ для забезпечення надійного електропостачання споживачів даної ТП. Після реконструкції КЛ-10 кВ "ЗТП-489 - ГКТП-29" в с. Задністрянськ Галицького району буде проходити по існуючій трасі

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 392,62 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Економічний ефект від заміни КЛ 6-10 кВ буде досягнутий за рахунок наступних показників:

1. Зниження недовідпуску електроенергії.
2. Зниження витрат на проведення ремонтів КЛ.
3. Виключення можливості виходу з ладу іншого обладнання внаслідок ушкодження КЛ.

Зменшення витрат електроенергії на 1 км лінії (Зниження ТВЕ).

Основні розрахункові дані:

1. Втрати у КЛ на 1 км, що підлягають заміні:

$$\Delta P_3 = I^2 R_c$$

Втрати електроенергії за рік:

$$\Delta W_{3г} = \Delta P_3 * 24 * 365$$

Вартість витрат за рік на 1 км лінії:

$$C_3 = \Delta W_{3г} * 1,045$$

де 1,045 – оптова ринкова ціна є/є, грн./кВт*год.

2. Втрати у КЛ, що проєктуються:

$$\Delta P_H = I^2 R_c$$

Втрати електроенергії за рік:

$$\Delta W_{Hг} = \Delta P_H * 24 * 365$$

Вартість витрат за рік:

$$C_H = \Delta W_{Hг} * 1,045$$

4. Вартість зекономленої за рік електроенергії:

$$C_э = C_3 - C_H$$

Зниження недовідпуску електроенергії.

За даними РЕМ на 1 км КЛ 6-10 кВ, що підлягають заміні, у рік відбувається в середньому 4 ушкодження. У зв'язку з тим, що міські кабельні мережі 6-10 кВ, як правило закільцьовані або споживачі мають резервне живлення, перерва в електропостачанні споживачів, пов'язана з пошуком місця пошкодження та виконанням необхідних перемикань складає близько 4 годин. При середньому навантаженні I і напрузі U потужність, що передається складе $P = U * I * \sqrt{3} * \cos\phi$. Недовідпуск за добу при цьому складе $\Delta P = P * 4$ При вартості умовно потійних витрат 80,445 коп./кВт*год, збиток від недовідпуску складе $\Delta P * 80,445$.

Зниження витрат на проведення ремонтів КЛ. (Зниження потенційних очікуваних збитків).

Орієнтовні витрати на ремонт одного ушкодження в середньому складають 10,55 тис. грн. (з ПДВ) (2 муфти) – 2000 x 2 = 4000 грн., 6 м кабелю – 1300 грн., робота, з урахуванням ремонту пошкодженого твердого покриття – 5250 грн.).

Розрахунки:

Назва	Існуюча	Після реконструкції	Разом
Довжина лінії, км	0,320	0,320	
Вартість непридатного кабеля, тис.грн	1,5		
Опір лінії, Ом	0,137	0,052	
Середнє навантаження лінії, кВт	650,00	650,00	
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	1623,98	614,35	
Втрати електроенергії в лініях, тис.грн	1,70	0,64	1,06
Витрати на ремонт, тис.грн	43,89	7,31	36,57
Втрати від недовідпуску, тис.грн	4,02		4,02
Ефективність, тис.грн			41,644
Вартість інвестицій, тис.грн			501,555
Термін окупності, роки			12,01

1.1.1.2.4 Технічне переоснащення мереж 10 кВ в с.Поляниця Яремчанської міськради, Івано-Франківської обл. із перезаведенням від новозбудованої ПС 35 кВ Поляниця

У зв'язку із будівництвом нової ПС 35/10 кВ «Поляниця» необхідно перевести живлення мереж 10 кВ даного регіону від потужностей новозбудованої ПС.

Від ПС 35 кВ "Поляниця" буде переаживлено існуючі мережі 10 кВ прилеглих населених пунктів, а саме частину ЛЕП-10 кВ пр. "ЗТП-305" (введено в експлуатацію у 2009

році) від ЗТП-266 загальною довжиною 3,95 км (існуючий провід АС-70) із переведенням від новозбудованих мереж ТП 10/0,4 кВ в кількості 16 шт., а також частину ПЛ-10 кВ пр. "ТП-312" (введено в експлуатацію у 2008 році) від ЗТП-305 загальною довжиною 1,81 км (існуючий провід АС-35), із переведенням ТП 10/0,4 кВ в кількості 5 шт. На даний час ці лінії отримують живлення від ПС "Ворохта" 110 кВ по радіальній схемі.

Для влаштування живлення їх ПС 35 кВ "Поляниця" необхідно побудувати двоколову КЛ-10 кВ довжиною 2х2,28 км до ТП-221 та КЛ-10 кВ довжиною 0,55 км до існуючої опори № 408 ПЛ-10 кВ «ЗТП-305-КТП-312».

Навантаження що буде переведено із заживленням даних мереж від ПС "Поляниця" 35 кВ складає – 3,1 МВт. Загальна кількість споживачів, що будуть заживлені від новозбудованих мереж – 827.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та акту технічного стану розроблено завдання на проектування та у 2020 році ТОВ "ЕлектроПолос-ІФ" розроблено робочий проект «Технічне переоснащення мереж 10 кВ в с.Поляниця із перезаведенням від новозбудованої ПС 35 кВ Поляниця».

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 16934,712 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 7 541,66 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту :

Економічний ефект перезаведення мереж 10 кВ в с. Поляниця необхідно розглядати в сукупності із ефектом від будівництва самої ПС 35 кВ Поляниця.

1) Вартість будівництва ПС Поляниця 35 кВ та технічного переоснащення електричних мереж 10 кВ в с. Поляниця та Яблуниця - $В_{буд}$;

2) Прогнозована кількість введів до ж/б масивів, $К_{буд}$. При цьому робимо припущення, що кількість 1Ф та 3Ф введів розділиться рівномірно від загальної кількості - $К_{буд} = K_{3\phi} + K_{1\phi}$;

3) Розраховуємо можливу потужність, за якою звернуться споживачі по технічних умовах стандартного приєднання. Згідно досвіду наявного в компанії, середня величина потужності, за якою звертаються споживачі в селах Поляниця та Яблуниця складає 30 кВт - $К_{ту} = K_{буд} * 30$;

4) Розраховуємо надходження коштів від стандартного приєднання. При цьому приймаємо припущення що кожного року приєднуюватиметься 5 частина замовників. Вартість приєднання 1 кВт в Івано-Франківській області дорівнює 2,8 тис.грн/*кВт без ПДВ - $W = K_{ту} * 2,8 / 5$;

5) Визначаємо витрати на реалізацію послуг стандартного приєднання, а саме витрати на будівництво введів до споживачів, які звертаються за ТУ. Вартість будівництва вводу три та одно фазного $V_{3\phi}$ та $V_{1\phi}$ складає відповідно 10,165 та 4,7 тис.грн за 1 шт.

$$\sum V_{3\phi} = K_{3\phi} * V_{3\phi} / 5$$

$$\sum V_{1\phi} = K_{1\phi} * V_{1\phi} / 5$$

6) Визначаємо залишок коштів, які надійшли від стандартного приєднання та витрачені на будівництво введів, протягом одного календарного року.

$$З = W - \sum V_{3\phi} - \sum V_{1\phi}$$

7) Розраховуємо середнє споживання електроенергії споживачів які підключаються протягом року. Приймаємо середнє споживання 3Ф споживача на рівні 700 кВт*год/міс та 1Ф на рівні 400 кВт*год/міс., $E_{сер}$

8) Визначаємо ефективність від збільшення корисного відпуску з врахуванням вартості розподілу електроенергії на рівні 0,804 грн/ кВт*год, $W_e = E_{сер} * 0,804$

9) Термін окупності вираховуємо з співвідношення вартості будівництва до коштів які ми отримуємо за рахунок залишку (п.6) та додаткових коштів від передачі додаткової електроенергії. $TO = V_{буд} / (З + W_e)$

Результати розрахунку приведено в таблиці.

Проект	Вартість будівництва тис. грн	Прогнозована кількість вводів	Заплановано надати послуги ст. приєднання заг. потужністю кВт	Надходження коштів від стандартного приєднання протягом року, тис. грн.
Будівництво ПС Поляниця 35 кВ та технічного переоснащення електричних мереж 10 кВ в с. Поляниця та Яблуниця	16934,712	230	6900	3864,00

Проект	Витрати на реалізацію послуг стандартного приєднання (витрати на будівництво вводів)		Залишок	Середнє споживання, кВт*год/рік	Ефективність від збільшення корисного відпуску, тис. грн/рік	Термін окупності
	3ф, тис.грн	1ф, тис.грн				
Формули	$\frac{\sum V_{3\phi} = K_{3\phi} * V_{3\phi}}{5}$	$\frac{\sum V_{1\phi} = K_{1\phi} * V_{1\phi}}{5}$	$Z = V_{\text{буд}} - \frac{\sum V_{3\phi} - \sum V_{1\phi}}{5}$	$E_{\text{сер}}$	$W_e = E_{\text{сер}} * 0,346$	$TO = \frac{V_{\text{буд}}}{(Z + W_e)}$
Будівництво ПС Поляниця 35 кВ та технічного переоснащення електричних мереж 10 кВ в с. Поляниця та Яблуниця	233,795	108,1	3066,705	138000	47,748	5,44

1.1.1.2.5 Технічне переоснащення КЛ-6 кВ від ПС 110/35/6 кВ "Коломия" - РП-1 №2 в м.Коломия Івано-Франківської області

РП-1 є одним із найбільших розподільчих пунктів м. Коломия і забезпечує електропостачання споживачів центральної частини міста.

Даний розподільчий пристрій отримує живлення від ПС 110 кВ Коломия по двох кабельних лініях 6 кВ.

Відповідно до акту інженерного заключення КЛ-6 кВ «ПС Коломия-РП-1 №2» в аварійному стані з величезною кількістю муфт і не може забезпечити якісного і надійного електропостачання споживачам м. Коломия.

Відповідно до завдання на проектування, розробленого робочого проекту і проектно-кошторисної документації вартість даного заходу складе 5605,063 тис. грн без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 4 165,54 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Економічний ефект від заміни КЛ 6-10 кВ буде досягнутий за рахунок наступних показників:

1. Зниження недовідпуску електроенергії.
2. Зниження витрат на проведення ремонтів КЛ.
3. Виключення можливості виходу з ладу іншого обладнання внаслідок ушкодження КЛ.

Зменшення втрат електроенергії на 1 км лінії (Зниження ТВЕ).

Основні розрахункові дані:

1. Втрати у КЛ на 1 км, що підлягають заміні:

$$\Delta P_3 = I^2 R_c$$

Втрати електроенергії за рік:

$$\Delta W_{3г} = \Delta P_3 * 24 * 365$$

Вартість втрат за рік на 1 км лінії:

$$C_3 = \Delta W_{3г} * 1,045$$

де 1,045 – оптова ринкова ціна е/е, грн./кВт*год.

2. Втрати у КЛ, що проектується:

$$\Delta P_n = I^2 R_c$$

Втрати електроенергії за рік:

$$\Delta W_{нг} = \Delta P_n * 24 * 365$$

Вартість втрат за рік:

$$C_n = \Delta W_{нг} * 1,045$$

4. Вартість зекономленої за рік електроенергії:

$$C_э = C_3 - C_n$$

Зниження недовідпуску електроенергії.

За даними РЕМ на 1 км КЛ 6-10 кВ, що підлягають заміні, у рік відбувається в середньому 4 ушкодження. У зв'язку з тим, що міські кабельні мережі 6-10 кВ, як правило закільцьовані або споживачі мають резервне живлення, перерва в електропостачанні споживачів, пов'язана з пошуком місця пошкодження та виконанням необхідних перемикачів складає близько 4 годин. При середньому навантаженні I і напрузі U потужність, що передається складе $P = U * I * \sqrt{3} * \cos\phi$. Недовідпуск за добу при цьому складає $\Delta P = P * 4$ При вартості умовно потійних витрат 80,445 коп./кВт*год, збиток від недовідпуску складе $\Delta P * 0,80445$.

Зниження витрат на проведення ремонтів КЛ. (Зниження потенційних очікуваних збитків).

Орієнтовні витрати на ремонт одного ушкодження в середньому складають 10,55 тис. грн. (з ПДВ) (2 муфти) – 2000 x 2 = 4000 грн., 6 м кабелю – 1300 грн., робота, з урахуванням ремонту пошкодженого твердого покриття – 5250 грн.).

Розрахунки:

Назва	Існуюча	Після	Разом
-------	---------	-------	-------

		реконструкції	
Довжина лінії, км	2,9	2,9	
Вартість непридатного кабеля, тис.грн	22,4		
Опір лінії, Ом	0,719	0,466	
Середнє навантаження лінії, кВт	510,00	510,00	
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	130823,56	84859,94	
Втрати електроенергії в лініях, тис.грн	136,71	88,68	48,03
Витрати на ремонт, тис.грн	394,44	65,74	328,70
Втрати від недовідпуску, тис.грн	28,32		28,32
Ефективність, тис.грн			405,053
Вартість інвестицій, тис.грн			5605,063
Термін окупності, роки			13,78

1.1.2 Реконструкція ЛЕП (КЛ, ПЛ) 0,4 кВ

1.1.2.1 Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ з використанням самоутримуючих ізольованих проводів

Передачу електроенергії споживачам АТ “Прикарпаттяобленерго” здійснює по повітряних лініях 0,4 кВ загальною довжиною 14,978 тис.км, з них 5,987 тис. км потребують капітального ремонту, а 4,067 тис. км потребують реконструкції та повної заміни.

В інвестиційній програмі на 2021 рік передбачено виконати технічне переоснащення 36,32 км ПЛ-0,4 кВ.

1.1.2.1.1 Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від ТП-252 з застосуванням самоутриманих ізольованих проводів в с. Ростки Косівського району Івано-Франківської області

ПЛ-0,4 кВ від ТП-252 в с. Ростки введені в експлуатацію в 1968 році. ПЛ побудовано переважно на дерев'яних опорах загальною довжиною 4,494 км з трьома відхідними фідерами:

- ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-252 с. Ростки загальною довжиною – 2,161 км.
- ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-252 с. Ростки загальною довжиною – 2,287 км.
- ПЛ-0,4 кВ Л-3 від ТП-252 с. Ростки загальною довжиною – 0,046 км.

ПЛ-0,4 кВ від ТП-252 с. Ростки виконано проводами марки А-35, А-25, А-16. Загальна кількість опор – 130 шт., з них дерев'яних – 110 шт. Кількість споживачів – 126 шт. На ТП-252 с. Ростки встановлений силовий трансформатор 160 кВА.

Із-за тривалої експлуатації повітряні лінії втратили свою технічну властивість.

ПЛ-0,4 кВ від ТП-252 с.Ростки змонтована та введена в експлуатацію у 1968р. В зв'язку з тривалою експлуатацією повітряна лінія стала непридатною для подальшого використання.

ПЛ побудовано переважно на дерев'яних опорах загальною довжиною 4,494 км з трьома відхідними фідерами:

- ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-252 с.Ростки загальною довжиною – 2,161 км.
- ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-252 с.Ростки загальною довжиною – 2,287 км.
- ПЛ-0,4 кВ Л-3 від ТП-252 с.Ростки загальною довжиною – 0,046 км.

ПЛ-0,4 кВ від ТП-252 с.Ростки виконано проводами марки А-25 та А-16. Загальна кількість опор – 130 шт., з них дерев'яних – 110 шт. Кількість споживачів – 123 шт. На ТП-252 с. Ростки встановлений силовий трансформатор 160 кВА.

Останній огляд ПЛ-0,4 кВ від ТП-252 с.Ростки проведено 01.04.2020 р.

На даній ПЛ-0,4 кВ зафіксовано наступні дефекти:

№ з/п	Елемент	Марка елемента	Кількість всього, шт/пр	Кількість дефектних елементів, шт/км	Розрахунковий обсяг одного елемента на опорі, м3
1	2. Лінійні дерев'яні стовпи	СД-65	41	0	0,31
2	4.Підси дерев'яний	СД-65	5	1	0,21
3	6 Опора з/б (стовп)	СВ-10,5-2,5	1	0	0,47
4	6.Опора з/б (стовп)	СВ-8,5-2,0	11	0	0,3
5	7.Проставка з/б	ПТ-30	52	0	0,13
6	8.Ізолятори	НС-18А	9	0	0
7	9.Ізолятори	ТФ-20	296	0	0
8	9.Провід нізольований	А-16	5,36	5,36	0
9	9.Провід нізольований	А-25	0,615	0	0
10	9.Провід нізольований	А-35	0,193	0	0
11	9.Провід нізольований	СП 4х16	0,635	0	0
12	10.Відгалуження (автомат в будівлі)	Вед.ч	1	0	0

Результати

Коефіцієнт дефектності: 0,0000 3 Стан: Револьвюційний Заходи: Револьвюційний Ваговий коефіцієнт: 0,02

№ з/п	Елемент	Марка елемента	Кількість всього, шт(коф)	Кількість дефектних елементів, шт(коф)	Розрахунковий обсяг одного елемента опори, мЗ
2	4.Пилок дерев'яний	СД-6,5	6	3	0,21
3	6.Опора з/б (столк)	СВ-10,5-9,5	3	0	0,47
4	6.Опора з/б (столк)	СВ-9,5	2	0	0,3
5	6.Опора з/б (столк)	СВ-9,5-2,0	2	0	0,3
6	7.Приставка з/б	ПТ-30	62	0	0,13
7	8.Ізолятори	НС-18А	14	0	0
8	8.Ізолятори	ТФ-20	307	0	0
9	9.Провід неізолюваний	А-16	5.657	5.657	0
10	9.Провід неізолюваний	А-25	0.414	0.298	0
11	9.Провід неізолюваний	А-35	0.443	0.064	0
12	9.Провід неізолюваний	СП 4х16	0.438	0	0
13	9.Провід неізолюваний	СП 4х25	0.265	0	0
14	9.Провід неізолюваний	СП 4х50	0.246	0	0
15	10.Відгалуження (води в будинки)	Води	0	0	0

Результати

Коефіцієнт дефектності: 25,648 % Стан: Незабезпечено Заходи: Реконструкція Валовий коефіцієнт опори: 0,2

№ з/п	Елемент	Марка елемента	Кількість всього, шт(коф)	Кількість дефектних елементів, шт(коф)	Розрахунковий обсяг одного елемента опори, мЗ
1	2.Столк дерев'яний	СД-6,5	2	2	0,21
3	6.Опора з/б (столк)	СВ-9,5	1	0	0,3
4	7.Приставка з/б	ПТ-30	4	0	0,13
5	9.Провід неізолюваний	СП 4х50	0.163	0	0
6	10.Відгалуження (води в будинки)	Води	0	0	0

Результати

Коефіцієнт дефектності: 23,668 % Стан: Незабезпечено Заходи: Реконструкція Валовий коефіцієнт опори: 0,3

Зареєстровано неодноразові скарги споживачів, приєднаних до ПЛ-0,4 кВ від ТП-252 с. Розтоки на аварійний стан лінії, а також на якість електропостачання. При проведенні замірів рівнів напруги було встановлено, що показники напруги в мережах споживачів становлять від 150 В до 180 В.

Рівні навантаження на головному вводі за даними замірів становили :

Напруга: Фаза А – 230 В, Фаза В – 228 В, Фаза С – 227 В,

Л-1 Навантаження: Фаза А – 41 А, Фаза В – 37 А, Фаза С – 45 А.

Л-2 Навантаження: Фаза А – 2 А, Фаза В – 0 А, Фаза С – 1 А.

Л-3 Навантаження: Фаза А – 15 А, Фаза В – 45 А, Фаза С – 26 А.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан та відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» підлягають реконструкції.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2017 році ТОВ «Електрик груп» розроблено робочий проект «Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від ТП-252 з застосуванням СП в с. Ростокі Косівського району».

Проектно-кошторисною документацією передбачено:

- заміна шафи;
- демонтаж існуючих ліній ПЛ-0,4 кВ;
- будівництво ліній ПЛ-0,4 кВ;
- будівництво розвантажувальних ТП-10/0,4 кВ;

- будівництво ліній ПЛЗ-10 кВ.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 4761,75 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3 086,78 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації проекту 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 2020 рік.

Складовими економічного ефекту є:

- зниження ТВЕ.;
- зменшення витрат на чистку траси.

Зниження ТВЕ складається з:

- середньої величини позаоблікового споживання електроенергії:

$$E_1 = 5,722 \text{ (млн.кВт*год.)} : 14,979 \text{ (тис. км)} * 2,38 \text{ грн./кВт*год.} * L_l$$

де: L_l – довжина лінії, км;

2,38 – середній розрахунковий тариф для населення, грн./кВт*год.;

5,722 – середньорічний обсяг позаоблікового споживання електроенергії, млн.кВт*год.;

14,979 - загальна довжина повітряних ліній, тис. км.

- зниження втрат e/e в трансформаторах та лініях становить:

$$E_2 = V_l * L_l * 1,045$$

де: 1,045 – оптова ринкова ціна e/e , грн./кВт*год.;

V_l – різниця у втратах електроенергії в трансформаторах та ЛЕП до та після реконструкції, тис. грн та розраховується як:

$$V_l = P^2 * L_l * (\Delta R_l + \Delta R_{tr}) * 8760 / 1000,$$

де ΔR_l та ΔR_{tr} , відповідно, - різниця опору ліній та трансформаторів до і після реконструкції.

По існуючих розцінках в комунальному господарстві вартість чистки 1 км траси повітряної лінії складає 4813,41 грн.: $E_4 = 4,813 \text{ тис.грн.} * L_l$

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра ПЛ-0,4 кВ оприбутковується наступна кількість зворотних матеріалів:

- траверси непридатні – 15 шт. x 14 кг = 210 кг;
- провід непридатний – 300 кг.

Вартість траверс (1 грн/1 кг) = 210 x 1 = 210 грн.

Вартість проводу (6 грн/1 кг) = 300 x 6 = 1800 грн.

Розрахунки:

Назва	Розрахунок
Довжина лінії, км	5,7
Вартість непридатних траверс, тис.грн	1,2
Вартість непридатного проводу, тис.грн	10,3
Втрати електроенергії через позаоблікове споживання, тис.грн	4,87
Втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, тис.грн	320,13
Витрати на чистку траси, тис.грн	27,63
Ефективність, тис.грн	352,630
Вартість інвестицій, тис.грн	4761,750
Термін окупності, роки	13,47

1.1.2.1.2 Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-164 з застосуванням самоутримних ізольованих проводів в с. Долина Тлумацького району Івано-Франківської області

ПЛ-0,4 кВ від Л-1 КТП-164 в с.Долина введена в експлуатацію в 1972 році. ПЛ побудовано переважно на дерев'яних опорах, проводами марки А-35, А-25, А-16 загальною довжиною 3,403 км. Загальна кількість опор – 95 шт., з них дерев'яних – 84 шт. Кількість споживачів – 36 шт. На ТП-164 с. Долина встановлений силовий трансформатор 100 кВА. Із-за тривалої експлуатації повітряні лінії втратили свою технічну властивість.

Останній огляд ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-164 с. Долина проведено 05.05.2020 р. Згідно акту інженерного заключення про технічний стан та відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» підлягає реконструкції.

На даній ПЛ-0,4 кВ зафіксовано наступні дефекти:

Назва дефекту	Одиниці виміру	Кількість
Загнивання дерев'яної стійки	шт.	46
Наявність гілок	прогін	19
Нахил дерев'яної стійки	шт.	4
Загнивання дерев'яного підкоса	шт.	1

Зареєстровано неодноразові скарги споживачів, приєднаних до ПЛ-0,4 Л-1 кВ від ТП-164 с. Долина на аварійний стан лінії, а також на якість електропостачання .

При проведенні замірів рівнів напруги було встановлено, що показники напруги в мережах споживачів становлять від 180 В до 190 В. Напруга: Фаза А – 230 В, Фаза В – 225 В, Фаза С – 225 В, Л-1 Навантаження: Фаза А – 18 А, Фаза В – 5 А, Фаза С – 23 А.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2018 році ТОВ «Електрик груп» розроблено робочий проект «Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від ТП-164 з застосуванням СПП в с.Долина Тлумацький РЕМ».

Проектно-кошторисною документацією передбачено:

- заміна шафи та силового трансформатора;
- демонтаж існуючих ліній ПЛ-0,4 кВ;
- будівництво ліній ПЛ-0,4 кВ;
- будівництво розвантажувальних ТП-10/0,4 кВ;
- будівництво ліній ПЛЗ-10 кВ.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 4979,11 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3 712,98 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації проекту 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 2020 рік.

Складовими економічного ефекту є:

- зниження ТВЕ.;
- зменшення витрат на чистку траси.

Зниження ТВЕ складається з:

- середньої величини позаоблікового споживання електроенергії:

$$E_1 = 5,722 \text{ (млн.кВт*год.)} : 14,979 \text{ (тис. км)} * 2,38 \text{ грн./кВт*год.} * L_l$$

де: L_l – довжина лінії, км;

2,38 – середній розрахунковий тариф для населення, грн./кВт*год.;

5,722 – середньорічний обсяг позаоблікового споживання електроенергії, млн.кВт*год.;

14,979 - загальна довжина повітряних ліній, тис. км.

- зниження втрат е/е в трансформаторах та лініях становить:

$$E_2 = V_{л} * L_{л} * 1,045$$

де: 1,045 – оптова ринкова ціна е/е, грн./кВт*год.;

$V_{л}$ – різниця у втратах електроенергії в трансформаторах та ЛЕП до та після реконструкції, тис. грн та розраховується як:

$$V_{л} = P^2 * L_{л} * (\Delta R_{л} + \Delta R_{тр}) * 8760 / 1000,$$

де $\Delta R_{л}$ та $\Delta R_{тр}$, відповідно, - різниця опору ліній та трансформаторів до і після реконструкції.

По існуючих розцінках в комунальному господарстві вартість чистки 1 км траси повітряної лінії складає 4813,41 грн.: $E_4 = 4,813$ тис.грн.* $L_{л}$

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра ПЛІ-0,4 кВ оприбутковується наступна кількість зворотних матеріалів:

- траверси непридатні – 15 шт. x 14 кг = 210 кг;
- провід непридатний – 300 кг.

Вартість траверс (1 грн/1 кг) = 210 x 1 = 210 грн.

Вартість проводу (6 грн/1 кг) = 300 x 6 = 1800 грн.

Розрахунки:

Назва	Розрахунок
Довжина лінії, км	5,4
Вартість непридатних траверс, тис.грн	1,1
Вартість непридатного проводу, тис.грн	9,7
Втрати електроенергії через позаоблікове споживання, тис.грн	4,56
Втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, тис.грн	310,44
Витрати на чистку траси, тис.грн	25,85
Ефективність, тис.грн	340,842
Вартість інвестицій, тис.грн	4979,110
Термін окупності, роки	14,58

1.1.2.1.3 Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від ТП-160 з застосуванням самоутримних ізольованих проводів в с. Братківці Тисменицького району Івано-Франківської області

ПЛ-0,4 кВ від КТП-160 в с.Братківці введена в експлуатацію в 1991 році. ПЛ побудовано переважно на дерев'яних опорах, проводами марки А-16 загальною довжиною 0,804 км. Загальна кількість опор – 29 шт., з них дерев'яних – 4 шт. Кількість споживачів – 42 шт. На КТП-160 с.Братківці встановлений силовий трансформатор 63 кВА. Із-за тривалої експлуатації повітряна лінія втратили свою технічну властивість.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан підлягає реконструкції.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2018 році ТОВ «Електрик груп» розроблено робочий проект «Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-160 с.Братківці Тисменицького району».

Проектно-кошторисною документацією передбачено:

- заміна шафи та силового трансформатора;
- демонтаж існуючих ліній ПЛ-0,4 кВ;
- будівництво ліній ПЛ-0,4 кВ;
- будівництво розвантажувальних ТП-10/0,4 кВ;
- будівництво ліній ПЛЗ-10 кВ.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 485,42 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 321,54 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації проекту 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 2020 рік.

Складовими економічного ефекту є:

- зниження ТВЕ.;
- зменшення витрат на чистку траси.

Зниження ТВЕ складається з:

- середньої величини позаоблікового споживання електроенергії:

$$E_1 = 5,722 \text{ (млн.кВт*год.)} : 14,979 \text{ (тис. км)} * 2,38 \text{ грн./кВт*год.} * L_l$$

де: L_l – довжина лінії, км;

2,38 – середній розрахунковий тариф для населення, грн./кВт*год.;

5,722 – середньорічний обсяг позаоблікового споживання електроенергії, млн.кВт*год.;

14,979 - загальна довжина повітряних ліній, тис. км.

- зниження втрат e/e в трансформаторах та лініях становить:

$$E_2 = V_l * L_l * 1,045$$

де: 1,045 – оптова ринкова ціна e/e , грн./кВт*год.;

V_l – різниця у втратах електроенергії в трансформаторах та ЛЕП до та після реконструкції, тис. грн та розраховується як:

$$V_l = P^2 * L_l * (\Delta R_l + \Delta R_{tr}) * 8760 / 1000,$$

де ΔR_l та ΔR_{tr} , відповідно, - різниця опору ліній та трансформаторів до і після реконструкції.

По існуючих розцінках в комунальному господарстві вартість чистки 1 км траси повітряної лінії складає 4813,41 грн.: $E_4 = 4,813 \text{ тис. грн.} * L_l$

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра ПЛ-0,4 кВ оприбутковується наступна кількість зворотних матеріалів:

- траверси непридатні – 15 шт. x 14 кг = 210 кг;
- провід непридатний – 300 кг.

Вартість траверс (1 грн/1 кг) = 210 x 1 = 210 грн.

Вартість проводу (6 грн/1 кг) = 300 x 6 = 1800 грн.

Розрахунки:

Назва	Розрахунок
Довжина лінії, км	0,3
Вартість непридатних траверс, тис.грн	0,1
Вартість непридатного проводу, тис.грн	0,5
Втрати електроенергії через позаоблікове споживання, тис.грн	0,22
Втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, тис.грн	23,95
Витрати на чистку траси, тис.грн	1,25
Ефективність, тис.грн	25,420
Вартість інвестицій, тис.грн	485,420
Термін окупності, роки	19,08

1.1.2.1.4 Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від ТП-38 з застосуванням самоутриманих ізольованих проводів в с. Братківці Тименицького району Івано-Франківської області

ПЛ-0,4 кВ від КТП-38 в с.Братківці введені в експлуатацію в 1971 році. ПЛ побудовано переважно на дерев'яних опорах загальною довжиною 4,861 км з відхідними фідерами:

- ПЛ-0,4 кВ Л-2 від КТП-38 с. Братківці загальною довжиною – 1,547 км.
- ПЛ-0,4 кВ Л-3 від КТП-38 с. Братківці загальною довжиною – 2,919 км.
- ПЛ-0,4 кВ Л-4 від КТП-38 с. Братківці загальною довжиною – 0,395 км.

ПЛ-0,4 кВ від КТП-38 с. Братківці виконано проводами марки А-35, А-25, А-16. Загальна кількість опор – 169 шт., з них дерев'яних – 65 шт. Кількість споживачів – 105 шт. На КТП-38 с.Братківці встановлений силовий трансформатор 160 кВА.

Із-за тривалої експлуатації повітряні лінії втратили свою технічну властивість.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан підлягає реконструкції.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2018 році ТОВ «Електрик Груп» розроблено робочий проект «Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від ТП-38 з застосуванням СП в с.Братківці Тименецького району».

Проектно-кошторисною документацією передбачено:

- технічне переоснащення ПЛ-10 кВ;
- технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ;
- будівництво розвантажувальних ЩТП-10/0,4 кВ.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 6 544,91 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 6 334,71 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації проекту 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 2020 рік.

Складовими економічного ефекту є:

- зниження ТВЕ.;
- зменшення витрат на чистку траси.

Зниження ТВЕ складається з:

- середньої величини позаоблікового споживання електроенергії:

$$E_1 = 5,722 \text{ (млн.кВт*год.)} : 14,979 \text{ (тис. км)} * 2,38 \text{ грн./кВт*год.} * L_l$$

де: L_l – довжина лінії, км;

2,38 – середній розрахунковий тариф для населення, грн./кВт*год.;

5,722 – середньорічний обсяг позаоблікового споживання електроенергії, млн.кВт*год.;

14,979 - загальна довжина повітряних ліній, тис. км.

- зниження втрат e/e в трансформаторах та лініях становить:

$$E_2 = V_l * L_l * 1,045$$

де: 1,045 – оптова ринкова ціна e/e , грн./кВт*год.;

V_l – різниця у втратах електроенергії в трансформаторах та ЛЕП до та після реконструкції, тис. грн та розраховується як:

$$V_l = P^2 * L_l * (\Delta R_l + \Delta R_{tr}) * 8760 / 1000,$$

де ΔR_l та ΔR_{tr} , відповідно, - різниця опору ліній та трансформаторів до і після реконструкції.

По існуючих розцінках в комунальному господарстві вартість чистки 1 км траси повітряної лінії складає 4813,41 грн.: $E_4 = 4,813 \text{ тис.грн.} * L_l$

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра ПЛ-0,4 кВ оприбутковується наступна кількість зворотних матеріалів:

- траверси непридатні – 15 шт. x 14 кг = 210 кг;
- провід непридатний – 300 кг.

Вартість траверс (1 грн/1 кг) = 210 x 1 = 210 грн.

Вартість проводу (6 грн/1 кг) = 300 x 6 = 1800 грн.

Розрахунки:

Назва	Розрахунок
Довжина лінії, км	6,0
Вартість непридатних траверс, тис.грн	1,3
Вартість непридатного проводу, тис.грн	10,8
Втрати електроенергії через позаоблікове споживання, тис.грн	5,10
Втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, тис.грн	337,76
Витрати на чистку трави, тис.грн	28,88
Ефективність, тис.грн	371,738
Вартість інвестицій, тис.грн	6544,910
Термін окупності, роки	17,57

1.1.2.1.5 Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від ТП-39 з застосуванням самоутриманих ізольованих проводів в с. Братківці Тисменицького району Івано-Франківської області

ПЛ-0,4 кВ від КТП-39 в с. Братківці введені в експлуатацію в 1971 році. ПЛ побудовано переважно на дерев'яних опорах загальною довжиною 4,111 км з відхідними фідерами:

- ПЛ-0,4 кВ Л-1 від КТП-39 с. Братківці загальною довжиною – 1,019 км.
- ПЛ-0,4 кВ Л-3 від КТП-39 с. Братківці загальною довжиною – 0,165 км.
- ПЛ-0,4 кВ Л-4 від КТП-39 с. Братківці загальною довжиною – 1,125 км.
- ПЛ-0,4 кВ Л-5 від КТП-39 с. Братківці загальною довжиною – 0,826 км.
- ПЛ-0,4 кВ Л-6 від КТП-39 с. Братківці загальною довжиною – 0,437 км.
- ПЛ-0,4 кВ Л-7 від КТП-39 с. Братківці загальною довжиною – 0,539 км.

ПЛ-0,4 кВ від КТП-39 с. Братківці виконано проводами марки А-35, А-25, А-16. Загальна кількість опор – 144 шт., з них дерев'яних – 90 шт. Кількість споживачів – 186 шт. На КТП-38 с. Братківці встановлений силовий трансформатор 250 кВА.

Із-за тривалої експлуатації повітряні лінії втратили свою технічну властивість.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан підлягає реконструкції.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2018 році ТОВ «Електрик Груп» розроблено робочий проект «Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від ТП-39 з застосуванням СП в с. Братківці Тисменицького району».

Проектно-кошторисною документацією передбачено:

- технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ;
- заміна КТП з силовим трансформатором.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 4 190,06 тис. грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2 937,09 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації проекту 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 2020 рік.

Складовими економічного ефекту є:

- зниження ТВЕ.;
- зменшення витрат на чистку траси.

Зниження ТВЕ складається з:

- середньої величини позаоблікового споживання електроенергії:

$$E_1 = 5,722 \text{ (млн. кВт*год.)} : 14,979 \text{ (тис. км)} * 2,38 \text{ грн./кВт*год.} * L_l$$

де: L_l – довжина лінії, км;

2,38 – середній розрахунковий тариф для населення, грн./кВт*год.;

5,722 – середньорічний обсяг позаоблікового споживання електроенергії, млн. кВт*год.;

14,979 – загальна довжина повітряних ліній, тис. км.

- зниження витрат e/e в трансформаторах та лініях становить:

$$E_2 = V_l * L_l * 1,045$$

де: 1,045 – оптова ринкова ціна e/e , грн./кВт*год.;

V_l – різниця у втратах електроенергії в трансформаторах та ЛЕП до та після реконструкції, тис. грн та розраховується як:

$$V_l = P^2 * L_l * (\Delta R_l + \Delta R_{tr}) * 8760 / 1000,$$

де ΔR_l та ΔR_{tr} , відповідно, – різниця опору ліній та трансформаторів до і після реконструкції.

По існуючих розцінках в комунальному господарстві вартість чистки 1 км траси повітряної лінії складає 4813,41 грн.: $E4=4,813$ тис.грн.*Lл

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра ПЛ-0,4 кВ оприбутковується наступна кількість зворотних матеріалів:

- траверси непридатні – 15 шт. x 14 кг = 210 кг;
- провід непридатний – 300 кг.

Вартість траверс (1 грн/1 кг) = 210 x 1 = 210 грн.

Вартість проводу (6 грн/1 кг) = 300 x 6 = 1800 грн.

Розрахунки:

Назва	Розрахунок
Довжина лінії, км	3,1
Вартість непридатних траверс, тис.грн	0,6
Вартість непридатного проводу, тис.грн	5,5
Втрати електроенергії через позаоблікове споживання, тис.грн	2,61
Втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, тис.грн	205,77
Витрати на чистку траси, тис.грн	14,78
Ефективність, тис.грн	223,154
Вартість інвестицій, тис.грн	4190,060
Термін окупності, роки	18,75

1.1.2.1.6 Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від ТП-40 з застосуванням самоутриманих ізольованих проводів в с. Братківці Тисменицького району Івано-Франківської області

ПЛ-0,4 кВ від КТП-40 в с. Братківці введені в експлуатацію в 1971 році. ПЛ побудовано переважно на дерев'яних опорах загальною довжиною 5,766 км з відхідними фідерами:

- ПЛ-0,4 кВ Л-1 від КТП-40 с. Братківці загальною довжиною – 1,877 км.
- ПЛ-0,4 кВ Л-2 від КТП-40 с. Братківці загальною довжиною – 1,242 км.
- ПЛ-0,4 кВ Л-3 від КТП-40 с. Братківці загальною довжиною – 1,306 км.
- ПЛ-0,4 кВ Л-5 від КТП-40 с. Братківці загальною довжиною – 1,341 км.

ПЛ-0,4 кВ від КТП-40 с. Братківці виконано проводами марки А-35, А-25, А-16. Загальна кількість опор – 195 шт., з них дерев'яних – 54 шт. Кількість споживачів – 250 шт. На КТП-38 с.Братківці встановлений силовий трансформатор 160 кВА.

Із-за тривалої експлуатації повітряні лінії втратили свою технічну властивість.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан підлягає реконструкції.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2018 році ТОВ «Електрик Груп» розроблено робочий проект «Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від ТП-40 з застосуванням СП в с.Братківці Тисменицького району».

Проектно-кошторисною документацією передбачено:

- технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ;
- технічне переоснащення ПЛ-10 кВ;
- будівництво розвантажувальної ЩТП-10/0,4 кВ.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 5434,92 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3 810,73 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації проекту 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 2020 рік.

Складовими економічного ефекту є:

- зниження ТВЕ.;
- зменшення витрат на чистку траси.

Зниження ТВЕ складається з:

- середньої величини позаоблікового споживання електроенергії:

$$E_1 = 5,722 \text{ (млн.кВт*год.)} : 14,979 \text{ (тис. км)} * 2,38 \text{ грн./кВт*год.*}L_l$$

де: L_l – довжина лінії, км;

2,38 – середній розрахунковий тариф для населення, грн./кВт*год.;

5,722 – середньорічний обсяг позаоблікового споживання електроенергії, млн.кВт*год.;

14,979 - загальна довжина повітряних ліній, тис. км.

- зниження втрат e/e в трансформаторах та лініях становить:

$$E_2 = V_l * L_l * 1,045$$

де: 1,045 – оптова ринкова ціна e/e , грн./кВт*год.;

V_l – різниця у втратах електроенергії в трансформаторах та ЛЕП до та після реконструкції, тис. грн та розраховується як:

$$V_l = P^2 * L_l * (\Delta R_{лл} + \Delta R_{тр}) * 8760 / 1000,$$

де $\Delta R_{лл}$ та $\Delta R_{тр}$, відповідно, - різниця опору ліній та трансформаторів до і після реконструкції.

По існуючих розцінках в комунальному господарстві вартість чистки 1 км траси повітряної лінії складає 4813,41 грн.: $E_4 = 4,813 \text{ тис.грн.*}L_l$

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра ПЛ-0,4 кВ оприбутковується наступна кількість зворотних матеріалів:

- траверси непридатні – 15 шт. x 14 кг = 210 кг;
- провід непридатний – 300 кг.

Вартість траверс (1 грн/1 кг) = 210 x 1 = 210 грн.

Вартість проводу (6 грн/1 кг) = 300 x 6 = 1800 грн.

Розрахунки:

Назва	Розрахунок
Довжина лінії, км	5,0
Вартість непридатних траверс, тис.грн	1,1
Вартість непридатного проводу, тис.грн	9,1
Втрати електроенергії через позаоблікове споживання, тис.грн	4,28
Втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, тис.грн	265,39
Витрати на чистку траси, тис.грн	24,26
Ефективність, тис.грн	293,931
Вартість інвестицій, тис.грн	5434,920
Термін окупності, роки	18,46

1.1.2.1.7 Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-169 з застосуванням самоутримних ізольованих проводів в с.Солуків Долинського району Івано-Франківської області

ПЛ-0,4 кВ від КТП-169 в с.Солуків введені в експлуатацію в 1974 році. ПЛ побудовано переважно на дерев'яних опорах загальною довжиною 4,045 км з відхідними фідерами:

- ПЛ-0,4 кВ Л-1 від КТП-169 с. Солуків загальною довжиною – 1,536 км.
- ПЛ-0,4 кВ Л-2 від КТП-169 с. Солуків загальною довжиною – 2,509 км.

ПЛ-0,4 кВ від КТП-169 с. Солуків виконано проводами марки А-35, А-25, А-16. Загальна кількість опор – 115 шт., з них дерев'яних – 111 шт. Кількість споживачів – 102 шт. На КТП-169 с.Братківці встановлений силовий трансформатор 100 кВА.

Із-за тривалої експлуатації повітряні лінії втратили свою технічну властивість.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан та відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» повітряні лінії підлягають реконструкції.

На даній ПЛ-0,4 кВ зафіксовано наступні дефекти:

Назва дефекту	Одиниці виміру	Кількість
Загнивання дерев'яної стійки	шт.	30
Нахил з/б стійки	шт.	1
Загнивання дерев'яного підкоса	шт.	2
Оголення арматури з/б приставки	шт	9
Провисли провода	прогін	8
Зеднання проводу скрутками	прогін	14

Зареєстровано неодноразові скарги споживачів, приєднаних до ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-169 с.Солуків на аварійний стан лінії, а також на якість електропостачання. При проведенні замірів рівнів напруги було встановлено, що показники напруги в мережах споживачів становлять від 180 В до 215 В.

Рівні навантаження на головному вводі за даними замірів становили :

Напруга: Фаза А – 220 В, Фаза В – 230 В, Фаза С – 250 В,

Л-1 Навантаження: Фаза А – 7 А, Фаза В – 8 А, Фаза С – 7 А.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2018 році ТОВ «Електрик Груп» розроблено робочий проект «Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від ТП-169 з застосуванням СПП в с.Солуків Долинського району».

Проектно-кошторисною документацією передбачено:

- технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ;
- технічне переоснащення ПЛ-10 кВ;
- будівництво розвантажувальної ЩТП-10/0,4 кВ.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 5 201,02 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3 640,71 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації проекту 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 2020 рік.

Складовими економічного ефекту є:

- зниження ТВЕ.;
- зменшення витрат на чистку траси.

Зниження ТВЕ складається з:

- середньої величини позаоблікового споживання електроенергії:

$$E_1 = 5,722 \text{ (млн.кВт*год.)} : 14,979 \text{ (тис. км)} * 2,38 \text{ грн./кВт*год.} * L_l$$

де: L_l – довжина лінії, км;

2,38 – середній розрахунковий тариф для населення, грн./кВт*год.;

5,722 – середньорічний обсяг позаоблікового споживання електроенергії, млн.кВт*год.;

14,979 - загальна довжина повітряних ліній, тис. км.

- зниження витрат e/e в трансформаторах та лініях становить:

$$E_2 = V_l * L_l * 1,045$$

де: 1,045 – оптова ринкова ціна e/e , грн./кВт*год.;

V_l – різниця у втратах електроенергії в трансформаторах та ЛЕП до та після реконструкції, тис. грн та розраховується як:

$$V_l = P^2 * L_l * (\Delta R_l + \Delta R_{tr}) * 8760 / 1000,$$

де ΔR_l та ΔR_{tr} , відповідно, - різниця опору ліній та трансформаторів до і після реконструкції.

По існуючих розцінках в комунальному господарстві вартість чистки 1 км траси повітряної лінії складає 4813,41 грн.: $E_4 = 4,813 \text{ тис.грн.} * L_l$

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра ПЛ-0,4 кВ оприбутковується наступна кількість зворотних матеріалів:

- траверси непридатні – 15 шт. x 14 кг = 210 кг;
- провід непридатний – 300 кг.

Вартість траверс (1 грн/1 кг) = 210 x 1 = 210 грн.

Вартість проводу (6 грн/1 кг) = 300 x 6 = 1800 грн.

Розрахунки:

Назва	Розрахунок
Довжина лінії, км	5,6
Вартість непридатних траверс, тис.грн	1,2
Вартість непридатного проводу, тис.грн	10,1
Втрати електроенергії через позаоблікове споживання, тис.грн	4,76
Втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, тис.грн	327,54
Витрати на чистку траси, тис.грн	27,00
Ефективність, тис.грн	359,300
Вартість інвестицій, тис.грн	5201,020
Термін окупності, роки	14,44

1.1.2.1.8 Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-53 з застосуванням самоутримних ізольованих проводів в с.Солуків Долинського району Івано-Франківської області

ПЛ-0,4 кВ від КТП-53 в с.Солуків введені в експлуатацію в 1970 році. ПЛ побудовано переважно на дерев'яних опорах загальною довжиною 4,851 км з відхідними фідерами:

- ПЛ-0,4 кВ Л-1 від КТП-53 с. Солуків загальною довжиною – 2,258 км;
- ПЛ-0,4 кВ Л-2 від КТП-53 с. Солуків загальною довжиною – 0,961 км;
- ПЛ-0,4 кВ Л-3 від КТП-53 с. Солуків загальною довжиною – 1,503 км;
- ПЛ-0,4 кВ Л-8 від КТП-53 с. Солуків загальною довжиною – 0,129 км.

ПЛ-0,4 кВ від КТП-53 с. Солуків виконано проводами марки А-35, А-25, А-16. Загальна кількість опор – 150 шт., з них дерев'яних – 140 шт. Кількість споживачів – 115 шт. На КТП-169 с. Солуків встановлений силовий трансформатор 250 кВА.

Із-за тривалої експлуатації повітряні лінії втратили свою технічну властивість. Останній огляд ПЛ проведено 29.04.2020 р.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан та відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» ПЛ підлягають реконструкції.

На даній ПЛ-0,4 кВ зафіксовано наступні дефекти:

Назва дефекту	Одиниці виміру	Кількість
Загнивання дерев'яної стійки	шт.	32
Наявність гілок	прогін	41
Нахил дерев'яної стійки	шт.	19
Загнивання дерев'яного підкоса	шт.	7
Оголення арматури з/б приставки	шт	14
Обрив заземляючого спуску	шт	2
Пошкоджена відтяжка	шт	2
Зеднання проводу скруткою	прогін	25
Провисли провода	прогін	9

Зареєстровано неодноразові скарги споживачів, приєднаних до ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-53 с. Солуків на аварійний стан лінії, а також на якість електропостачання. При проведенні замірів рівнів напруги було встановлено, що показники напруги в мережах споживачів становлять від 180 В до 215 В.

Рівні навантаження на головному вводі за даними замірів становили :

Напруга: Фаза А – 225 В, Фаза В – 230 В, Фаза С – 230 В,

Л-1 Навантаження: Фаза А – 15 А, Фаза В – 20 А, Фаза С – 15 А.

технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-53 з їх розукрупненням

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2018 році ТОВ «Електрік Груп» розроблено робочий проект «Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від ТП-53 з застосуванням СПІ в с.Солуків Долинського району».

Проектно-кошторисною документацією передбачено:

- заміна шафи та силового трансформатора;
- будівництво ліній ПЛЗ-10 кВ;
- демонтаж існуючих ліній ПЛ-0,4 кВ;
- будівництво ліній ПЛ-0,4 кВ;
- будівництво розвантажувальних ТП-10/0,4 кВ.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 4896,88 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3 428,62 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації проекту 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 2020 рік.

Складовими економічного ефекту є:

- зниження ТВЕ.;
- зменшення витрат на чистку траси.

Зниження ТВЕ складається з:

- середньої величини позаоблікового споживання електроенергії:

$$E_1 = 5,722 \text{ (млн.кВт*год.)} : 14,979 \text{ (тис. км)} * 2,38 \text{ грн./кВт*год.} * L_l$$

де: L_l – довжина лінії, км;

2,38 – середній розрахунковий тариф для населення, грн./кВт*год.;

5,722 – середньорічний обсяг позаоблікового споживання електроенергії, млн.кВт*год.;

14,979 - загальна довжина повітряних ліній, тис. км.

- зниження втрат e/e в трансформаторах та лініях становить:

$$E_2 = \Delta V_l * L_l * 1,045$$

де: 1,045 – оптова ринкова ціна e/e, грн./кВт*год.;

ΔV_l – різниця у втратах електроенергії в трансформаторах та ЛЕП до та після реконструкції, тис. грн та розраховується як:

$$\Delta V_l = P^2 * L_l * (\Delta R_l + \Delta R_{tr}) * 8760 / 1000,$$

де ΔR_l та ΔR_{tr} , відповідно, - різниця опору ліній та трансформаторів до і після реконструкції.

По існуючих розцінках в комунальному господарстві вартість чистки 1 км траси повітряної лінії складає 4813,41 грн.: $E_4 = 4,813 \text{ тис. грн.} * L_l$

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра ПЛ-0,4 кВ оприбутковується наступна кількість зворотних матеріалів:

- траверси непридатні – 15 шт. x 14 кг = 210 кг;
- провід непридатний – 300 кг.

Вартість траверс (1 грн/1 кг) = 210 x 1 = 210 грн.

Вартість проводу (6 грн/1 кг) = 300 x 6 = 1800 грн.

Розрахунки:

Назва	Розрахунок
Довжина лінії, км	4,9
Вартість непридатних траверс, тис.грн	1,0
Вартість непридатного проводу, тис.грн	8,9
Втрати електроенергії через позаоблікове споживання, тис.грн	4,19
Втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, тис.грн	251,87
Витрати на чистку траси, тис.грн	23,73
Ефективність, тис.грн	279,789
Вартість інвестицій, тис.грн	4896,880
Термін окупності, роки	17,47

1.1.2.1.9 Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-160 з застосуванням самоутримних ізольованих проводів в с.Похівка (Богородчанський РЕМ)

ПЛ-0,4 кВ від КТП-160 в с.Похівка введені в експлуатацію в 1967 році. ПЛ побудовано переважно на дерев'яних опорах загальною довжиною 3,386 км з відхідними фідерами:

- ПЛ-0,4 кВ Л-1 від КТП-160 с. Похівка загальною довжиною – 2,049 км;
- ПЛ-0,4 кВ Л-2 від КТП-160 с. Похівка загальною довжиною – 1,337 км;

ПЛ-0,4 кВ від КТП-160 с. Похівка виконано проводами марки А-35, А-25, А-16, АВВГ 2х16; СІП 4х25; СІП-5 4х35. Загальна кількість опор – 88 шт., з них дерев'яних – 62 шт. Кількість споживачів – 100 шт.

На КТП-160 с. Похівка встановлений силовий трансформатор 250 кВА.

Із-за тривалої експлуатації повітряні лінії втратили свою технічну властивість. Останній огляд ПЛ проведено 17.07.2020 р.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан та відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» ПЛ підлягають реконструкції.

На даній ПЛ-0,4 кВ зафіксовано наступні дефекти:

Назва дефекту	Одиниці виміру	Кількість
Загнивання дерев'яної стійки	шт.	12
Наявність гілок	прогін	31
Нахил дерев'яної стійки	шт.	6
Відсутність нумерації	шт.	4
Провисли провода	прогін	7

Зареєстровано неодноразові скарги споживачів, приєднаних до ПЛ-0,4 кВ Л-1 та Л-2 від ТП-160 с. Похівка на аварійний стан лінії, а також на якість електропостачання. Зокрема скарги надходили від Киваль О.А. – перепади напруги, низька напруга; Вовчок Р.І. - висока напруга яка призвела до виходу з ладу майна споживача; Лаврук Я.І. – перепади напруги. При проведенні замірів рівнів напруги було встановлено, що показники напруги в мережах споживачів становлять від 210 В до 240 В.

Згідно завдання на проектування в 2018 році було розроблено робочий проект. Згідно розробленої проектно-кошториною документації вартість робіт становить 4650,0 тис. грн. без ПДВ

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3 261,83 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації проекту 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 2020 рік.

Складовими економічного ефекту є:

- зниження ТВЕ.;
- зменшення витрат на чистку траси.

Зниження ТВЕ складається з:

- середньої величини позаоблікового споживання електроенергії:

$$E_1 = 5,722 \text{ (млн.кВт*год.)} : 14,979 \text{ (тис. км)} * 2,38 \text{ грн./кВт*год.*Lл}$$

де: Lл – довжина лінії, км;

2,38 – середній розрахунковий тариф для населення, грн./кВт*год.;

5,722 – середньорічний обсяг позаоблікового споживання електроенергії, млн.кВт*год.;

14,979 - загальна довжина повітряних ліній, тис. км.

- зниження втрат е/е в трансформаторах та лініях становить:

$$E_2 = \text{Вл} * \text{Лл} * 1,045$$

де: 1,045 – оптова ринкова ціна е/е, грн./кВт*год.;

Вл – різниця у втратах електроенергії в трансформаторах та ЛЕП до та після реконструкції, тис. грн та розраховується як:

$$\text{Вл} = P^2 * \text{Лл} * (\Delta R_{\text{л}} + \Delta R_{\text{тр}}) * 8760 / 1000,$$

де $\Delta R_{\text{л}}$ та $\Delta R_{\text{тр}}$, відповідно, - різниця опору ліній та трансформаторів до і після реконструкції.

По існуючих розцінках в комунальному господарстві вартість чистки 1 км траси повітряної лінії складає 4813,41 грн.: $E_4 = 4,813 \text{ тис.грн.} * \text{Лл}$

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра ПЛІ-0,4 кВ оприбутковується наступна кількість зворотних матеріалів:

- траверси непридатні – 15 шт. x 14 кг = 210 кг;
- провід непридатний – 300 кг.

Вартість траверс (1 грн/1 кг) = 210 x 1 = 210 грн.

Вартість проводу (6 грн/1 кг) = 300 x 6 = 1800 грн.

Розрахунки:

Назва	Розрахунок
Довжина лінії, км	3,6
Вартість непридатних траверс, тис.грн	0,8
Вартість непридатного проводу, тис.грн	6,6
Втрати електроенергії через позаоблікове споживання, тис.грн	3,09
Втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, тис.грн	248,18
Витрати на чистку траси, тис.грн	17,53
Ефективність, тис.грн	268,804
Вартість інвестицій, тис.грн	4650,000
Термін окупності, роки	17,27

1.1.2.1.10 Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-276 з застосуванням самоутримних ізольованих проводів в с. Старуня (Богородчанський РЕМ)

ПЛ-0,4 кВ від КТП-276 в с.Старуня введені в експлуатацію в 1967 році. ПЛ побудовано переважно на дерев'яних опорах загальною довжиною 7,670 км з відхідними фідерами:

- ПЛ-0,4 кВ Л-1 від КТП-276 с. Старуня загальною довжиною – 1,967 км;
- ПЛ-0,4 кВ Л-2 від КТП-276 с. Старуня загальною довжиною – 3,613 км;
- ПЛ-0,4 кВ Л-3 від КТП-276 с. Старуня загальною довжиною – 2,090 км;

ПЛ-0,4 кВ від КТП-276 с. Старуня виконано проводами марки А-35, А-25, А-16, А-50; СП-5 4x25. Загальна кількість опор – 188 шт., з них дерев'яних – 156 шт. Кількість споживачів – 189 шт.

На КТП-276 с. Старуня встановлений силовий трансформатор 250 кВА.

Із-за тривалої експлуатації повітряні лінії втратили свою технічну властивість. Останній огляд ПЛ проведено 11.02.2020 р.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан та відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» ПЛ підлягають реконструкції.

На даній ПЛ-0,4 кВ зафіксовано наступні дефекти:

Назва дефекту	Одиниці виміру	Кількість
Загнивання дерев'яної стійки	шт.	62
Наявність гілок	прогін	28
Руйнування ізолятора	шт.	1
Поперечний вигин з/з стійки опори	шт.	2

Зареєстровано неодноразові скарги споживачів, приєднаних до ПЛ-0,4 кВ Л-1,Л-2 та Л-3 від ТП-276 с. Старуня на аварійний стан лінії, а також на якість електропостачання. Зокрема скарги надходили від Половка М.Ю. – низька напруга, висока напруга; Кравчук Р.М.. - перепади напруги; Прокопюк Р.Р. – перепади напруги. При проведенні замірів рівнів напруги було встановлено, що показники напруги в мережах споживачів становлять від 210 В до 240 В.

Згідно завдання на проектування в 2018 році було розроблено робочий проект. Згідно розробленої проектно-кошторної документації вартість робіт становить 6 260,60 тис. грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3 961,38 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації проекту 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 2020 рік.

Складовими економічного ефекту є:

- зниження ТВЕ.;
- зменшення витрат на чистку траси.

Зниження ТВЕ складається з:

- середньої величини позаоблікового споживання електроенергії:

$$E_1 = 5,722 \text{ (млн.кВт*год.)} : 14,979 \text{ (тис. км)} * 2,38 \text{ грн./кВт*год.*Лл}$$

де: Лл – довжина лінії, км;

2,38 – середній розрахунковий тариф для населення, грн./кВт*год.;

5,722 – середньорічний обсяг позаоблікового споживання електроенергії, млн.кВт*год.;

14,979 - загальна довжина повітряних ліній, тис. км.

- зниження втрат е/е в трансформаторах та лініях становить:

$$E_2 = V_{л} * L_{л} * 1,045$$

де: 1,045 – оптова ринкова ціна е/е, грн./кВт*год.;

$V_{л}$ – різниця у втратах електроенергії в трансформаторах та ЛЕП до та після реконструкції, тис. грн та розраховується як:

$$V_{л} = P^2 * L_{л} * (\Delta R_{л} + \Delta R_{тр}) * 8760 / 1000,$$

де $\Delta R_{л}$ та $\Delta R_{тр}$, відповідно, - різниця опору ліній та трансформаторів до і після реконструкції.

По існуючих розцінках в комунальному господарстві вартість чистки 1 км траси повітряної лінії складає 4813,41 грн.: $E_4 = 4,813$ тис.грн.* $L_{л}$

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра ПЛ-0,4 кВ оприбутковується наступна кількість зворотних матеріалів:

- траверси непридатні – 15 шт. x 14 кг = 210 кг;
- провід непридатний – 300 кг.

Вартість траверс (1 грн/1 кг) = 210 x 1 = 210 грн.

Вартість проводу (6 грн/1 кг) = 300 x 6 = 1800 грн.

Розрахунки:

Назва	Розрахунок
Довжина лінії, км	5,0
Вартість непридатних траверс, тис.грн	1,1
Вартість непридатного проводу, тис.грн	9,0
Втрати електроенергії через позаоблікове споживання, тис.грн	4,27
Втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, тис.грн	429,19
Витрати на чистку траси, тис.грн	24,18
Ефективність, тис.грн	457,641
Вартість інвестицій, тис.грн	6260,600
Термін окупності, роки	13,66

1.1.2.1.11 Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-84 з застосуванням самоутримних ізольованих проводів в с. Глибоке (Богородчанський РЕМ)

ПЛ-0,4 кВ від КТП-84 в с. Глибоке введені в експлуатацію в 1977 році. ПЛ побудовано переважно на дерев'яних опорах загальною довжиною 3,816 км з відхідними фідерами:

- ПЛ-0,4 кВ Л-1 від КТП-84 с. Глибоке загальною довжиною – 0,607 км;
- ПЛ-0,4 кВ Л-2 від КТП-84 с. Глибоке загальною довжиною – 1,496 км;
- ПЛ-0,4 кВ Л-3 від КТП-84 с. Глибоке загальною довжиною – 1,713 км;

ПЛ-0,4 кВ від КТП-84 с. Глибоке виконано проводами марки А-35, А-25, А-16. Загальна кількість опор – 124 шт., з них дерев'яних – 120 шт. Кількість споживачів – 127 шт. На КТП-84 с. Глибоке встановлений силовий трансформатор 250 кВА.

Із-за тривалої експлуатації повітряні лінії втратили свою технічну властивість. Останній огляд ПЛ проведено 23.05.2020 р.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан та відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» ПЛ підлягають реконструкції.

На даній ПЛ-0,4 кВ зафіксовано наступні дефекти:

Назва дефекту	Одиниці виміру	Кількість
Загнивання дерев'яної стійки	шт.	39
Наявність гілок	прогін	61
Відсутність нумерації	шт.	124
Провисання проводу	прогін	2
Пошкодження відтягнення	шт.	2

Зареєстровано неодноразові скарги споживачів, приєднаних до ПЛ-0,4 кВ Л-1, Л-2 та Л-3 від ТП-84 с. Глибоке на аварійний стан лінії, а також на якість електропостачання. Зокрема скарги надходили від Черевко Ю.В. – низька напруга; Паньків Ю.П. - низька напруга; Паранюк М.П. - низька напруга; Попович М.М. - низька напруга. При проведенні замірів рівнів напруги було встановлено, що показники напруги в мережах споживачів становлять від 190 В до 240 В.

Згідно завдання на проектування в 2018 році було розроблено робочий проект. Згідно розробленої проектно-кошториної документації вартість робіт становить 5 459,90 тис. грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3 841,50 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації проекту 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 2020 рік.

Складовими економічного ефекту є:

- зниження ТВЕ.;
- зменшення витрат на чистку траси.

Зниження ТВЕ складається з:

- середньої величини позаоблікового споживання електроенергії:

$$E_1 = 5,722 \text{ (млн.кВт*год.)} : 14,979 \text{ (тис. км)} * 2,38 \text{ грн./кВт*год.*Лл}$$

де: Лл – довжина лінії, км;

2,38 – середній розрахунковий тариф для населення, грн./кВт*год.;

5,722 – середньорічний обсяг позаоблікового споживання електроенергії, млн.кВт*год.;

14,979 - загальна довжина повітряних ліній, тис. км.

- зниження втрат е/е в трансформаторах та лініях становить:

$$E_2 = \text{Вл} * \text{Лл} * 1,045$$

де: 1,045 – оптова ринкова ціна е/е, грн./кВт*год.;

Вл – різниця у втратах електроенергії в трансформаторах та ЛЕП до та після реконструкції, тис. грн та розраховується як:

$$\text{Вл} = P^2 * \text{Лл} * (\Delta R_{\text{Л}} + \Delta R_{\text{Тр}}) * 8760 / 1000,$$

де $\Delta R_{\text{Л}}$ та $\Delta R_{\text{Тр}}$, відповідно, - різниця опору ліній та трансформаторів до і після реконструкції.

По існуючих розцінках в комунальному господарстві вартість чистки 1 км траси повітряної лінії складає 4813,41 грн.: $E_4 = 4,813 \text{ тис.грн.} * \text{Лл}$

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра ПЛ-0,4 кВ оприбутковується наступна кількість зворотних матеріалів:

- траверси непридатні – 15 шт. x 14 кг = 210 кг;
- провід непридатний – 300 кг.

Вартість траверс (1 грн/1 кг) = 210 x 1 = 210 грн.

Вартість проводу (6 грн/1 кг) = 300 x 6 = 1800 грн.

Розрахунки:

Назва	Розрахунок
Довжина лінії, км	4,3
Вартість непридатних траверс, тис.грн	0,9
Вартість непридатного проводу, тис.грн	7,7
Втрати електроенергії через позаоблікове споживання, тис.грн	3,62
Втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, тис.грн	320,17
Витрати на чистку траси, тис.грн	20,52
Ефективність, тис.грн	344,307
Вартість інвестицій, тис.грн	5459,900
Термін окупності, роки	15,83

1.1.2.1.12 Технічне переоснащення ПЛ-0,4 кВ від КТП-261 з застосуванням самоутримних ізольованих проводів в с.м.т Кути (Косівський РЕМ)

ПЛ-0,4 кВ від КТП-261 в с.м.т Кути введені в експлуатацію в 1977 році. ПЛ побудовано переважно на дерев'яних опорах загальною довжиною 3,447 км з відхідними фідерами:

- ПЛ-0,4 кВ Л-2 від КТП-261 с.м.т Кути загальною довжиною – 0,375 км;
- ПЛ-0,4 кВ Л-3 від КТП-261 с.м.т Кути загальною довжиною – 2,631 км;
- ПЛ-0,4 кВ Л-4 від КТП-261 с.м.т Кути загальною довжиною – 0,441 км;

ПЛ-0,4 кВ від КТП-261 с.м.т Кути виконано проводами марки А-35, А-25, А-16. Загальна кількість опор – 113 шт., з них дерев'яних – 90 шт. Кількість споживачів – 126 шт. На КТП-261 с.м.т Кути встановлений силовий трансформатор 250 кВА.

Із-за тривалої експлуатації повітряні лінії втратили свою технічну властивість. Останній огляд ПЛ проведено 20.01.2020 р.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан та відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» ПЛ підлягають реконструкції.

На даній ПЛ-0,4 кВ зафіксовано наступні дефекти:

Назва дефекту	Одиниці виміру	Кількість
Загнивання дерев'яної стійки	шт.	51
Наявність гілок	прогін	40
Випадання гака на встановленій опорі	шт.	4
Провисання проводу	прогін	18
Пошкодження відтягнення	шт.	4
Відсутність нумерації опори	шт.	2
Нахил дерев'яної опори	шт.	7
Подовжній вигин з/б стійки опори	шт.	1

Зареєстровано неодноразові скарги споживачів, приєднаних до ПЛ-0,4 кВ Л-1, Л-2 та Л-3 від ТП-261 с.м.т Кути на аварійний стан лінії, а також на якість електропостачання. Зокрема скарги надходили від Угринюк М.М. – висока напруга; Яцук А.І. - перепади напруги; Мельниченко А.С. - низька напруга. При проведенні огляду було встановлено, що пошкоджений кабель в мережах споживача, недоліки усунуто.

Згідно завдання на проектування в 2018 році було розроблено робочий проект. Згідно розробленої проектно-кошторної документації вартість робіт становить 4 296,10 тис. грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3 007,27 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації проекту 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 2020 рік.

Складовими економічного ефекту є:

- зниження ТВЕ.;
- зменшення витрат на чистку траси.

Зниження ТВЕ складається з:

- середньої величини позаоблікового споживання електроенергії:

$$E_1 = 5,722 \text{ (млн. кВт*год.)} : 14,979 \text{ (тис. км)} * 2,38 \text{ грн./кВт*год.} * L_1$$

де: L_l – довжина лінії, км;

2,38 – середній розрахунковий тариф для населення, грн./кВт*год.;

5,722 – середньорічний обсяг позаоблікового споживання електроенергії, млн.кВт*год.;

14,979 - загальна довжина повітряних ліній, тис. км.

- зниження втрат е/е в трансформаторах та лініях становить:

$$E_2 = V_l * L_l * 1,045$$

де: 1,045 – оптова ринкова ціна е/е, грн./кВт*год.;

V_l – різниця у втратах електроенергії в трансформаторах та ЛЕП до та після реконструкції, тис. грн та розраховується як:

$$V_l = P^2 * L_l * (\Delta R_l + \Delta R_{tr}) * 8760 / 1000,$$

де ΔR_l та ΔR_{tr} , відповідно, - різниця опору ліній та трансформаторів до і після реконструкції.

По існуючих розцінках в комунальному господарстві вартість чистки 1 км траси повітряної лінії складає 4813,41 грн.: $E_4 = 4,813$ тис.грн.* L_l

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра ПЛ-0,4 кВ оприбутковується наступна кількість зворотних матеріалів:

- траверси непридатні – 15 шт. x 14 кг = 210 кг;
- провід непридатний – 300 кг.

Вартість траверс (1 грн/1 кг) = 210 x 1 = 210 грн.

Вартість проводу (6 грн/1 кг) = 300 x 6 = 1800 грн.

Розрахунки:

Назва	Розрахунок
Довжина лінії, км	3,7
Вартість непридатних траверс, тис.грн	0,8
Вартість непридатного проводу, тис.грн	6,6
Втрати електроенергії через позаоблікове споживання, тис.грн	3,12
Втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, тис.грн	250,53
Витрати на чистку траси, тис.грн	17,67
Ефективність, тис.грн	271,325
Вартість інвестицій, тис.грн	4296,100
Термін окупності, роки	15,81

1.1.2.1.13 Реконструкція ПЛ-0,4 кВ від ТП-16 з застосуванням самоутримних ізольованих проводів в с. Стефанівка (Калуський РЕМ)

ПЛ-0,4 кВ від КТП-16 в с. Стефанівка введені в експлуатацію в 1978 році. ПЛ побудовано переважно на дерев'яних опорах загальною довжиною 11,581 км з відхідними фідерами:

- ПЛ-0,4 кВ Л-1 від КТП-16 с. Стефанівка загальною довжиною – 3,681 км;
- ПЛ-0,4 кВ Л-2 від КТП-16 с. Стефанівка загальною довжиною – 0,529 км;
- ПЛ-0,4 кВ Л-3 від КТП-16 с. Стефанівка загальною довжиною – 4,904 км;
- ПЛ-0,4 кВ Л-5 від КТП-16 с. Стефанівка загальною довжиною – 2,467 км;

ПЛ-0,4 кВ від КТП-16 с. Стефанівка виконано проводами марки А-35, А-25, А-16. Загальна кількість опор – 361 шт., з них дерев'яних – 229 шт. Кількість споживачів – 156 шт. На КТП-16 с. Стефанівка встановлений силовий трансформатор 250 кВА.

Із-за тривалої експлуатації повітряні лінії втратили свою технічну властивість. Останній огляд ПЛ проведено 17.07.2020 р.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан та відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» ПЛ підлягають реконструкції.

На даній ПЛ-0,4 кВ зафіксовано наступні дефекти:

Назва дефекту	Одиниці виміру	Кількість
Загнивання дерев'яної стійки	шт.	99
Наявність гілок	прогін	23
Обрив дроту	прогін.	11
Провисання проводу	прогін	1
Пошкодження відтягнення	шт.	2
Відсутність нумерації опори	шт.	87
Нахил дерев'яної опори	шт.	1
Подовжній вигин з/б стійки опори	шт.	10
Оголення арматури стійки	шт.	1
Тріщини бетону стійки	шт.	1
Руйнування ізолятора	шт.	15
Обрив заземляючого спуску	шт.	11
Зеднання проводу скруткою	прогін	10

Зареєстровано неодноразові скарги споживачів, приєднаних до ПЛ-0,4 кВ Л-1, Л-2, Л-3 та Л-5 від ТП-16 с. Стефанівка на аварійний стан лінії, а також на якість електропостачання. Зокрема скарги надходили від Рабченюк Г.В. – висока напруга; Тарнавська М.М. - перепади напруги; Рига В.Г. - низька напруга. При проведенні замірів рівнів напруги було встановлено, що показники напруги в мережах споживачів становлять від 206 В до 230 В. Згідно завдання на проектування в 2018 році було розроблено робочий проект. Згідно розробленої проектної кошториною документації вартість робіт становить 13 560,89 тис. грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 9 493,47 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації проекту визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Размір інвестицій, тис. грн.}}{\text{Щорічний прибуток, тис. грн.}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2020 рік.

Складовими економічного ефекту є:

- зниження ТВЕ.;
- зменшення витрат на чистку траси.

Зниження ТВЕ складається з:

- середньої величини позаоблікового споживання електроенергії:

$$E_1 = 5,722 \text{ (млн.кВт*год.)} : 14,979 \text{ (тис. км)} * 2,38 \text{ грн./кВт*год.} * L_l$$

де: L_l – довжина лінії, км;

2,38 – середній розрахунковий тариф для населення, грн./кВт*год.;

5,722 – середньорічний обсяг позаоблікового споживання електроенергії, млн.кВт*год.;

14,979 - загальна довжина повітряних ліній, тис. км.

- зниження втрат e/e в трансформаторах та лініях становить:

$$E_2 = V_l * L_l * 1,045$$

де: 1,045 – оптова ринкова ціна e/e , грн./кВт*год.;

V_l – різниця у втратах електроенергії в трансформаторах та ЛЕП до та після реконструкції, тис. грн та розраховується як:

$$V_l = P^2 * L_l * (\Delta R_l + \Delta R_{tr}) * 8760 / 1000,$$

де ΔR_l та ΔR_{tr} , відповідно, - різниця опору ліній та трансформаторів до і після реконструкції.

По існуючих розцінках в комунальному господарстві вартість чистки 1 км траси повітряної лінії складає 4813,41 грн.: $E_4 = 4,813 \text{ тис.грн.} * L_l$

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра ПЛ-0,4 кВ оприбутковується наступна кількість зворотних матеріалів:

- траверси непридатні – 15 шт. x 14 кг = 210 кг;
- провід непридатний – 300 кг.

Вартість траверс (1 грн/1 кг) = 210 x 1 = 210 грн.

Вартість проводу (6 грн/1 кг) = 300 x 6 = 1800 грн.

Розрахунки:

Назва	Розрахунок
Довжина лінії, км	13,7
Вартість непридатних траверс, тис.грн	2,9
Вартість непридатного проводу, тис.грн	24,7
Втрати електроенергії через позаоблікове споживання, тис.грн	11,67
Втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, тис.грн	753,58
Витрати на чистку траси, тис.грн	66,14
Ефективність, тис.грн	831,382
Вартість інвестицій, тис.грн	13560,890
Термін окупності, роки	16,28

1.1.2.2 Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ

1.1.2.2.1 Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ЗТП-27 в м. Яремче Івано-Франківської області

КЛ-0,4 кВ Л-3, Л-8 та Л-13 від ЗТП-27 м.Яремче побудовані та введені в експлуатацію в 1979 році.

Відповідно «План графіку переоснащення кабельних ліній 0,4-10 кВ АТ "Прикарпаттяобленерго"» передбачається технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ ЗТП-27 м.Яремче.

Характеристика існуючих КЛ 0,4кВ:

1. Загальна довжина ліній – 1,13 км,
2. Кількість споживачів, які живляться від ліній - 225 шт. (багатоквартирні житлові будинки);
3. Строк експлуатації, марка та переріз: 41 рік, АСБ-3*95, АВВГ-3*95+1*50;
4. Кількість встановлених з'єднувальних муфт - 29 шт;
5. Кількість технологічних порушень, зафіксованих за останні 5 років – 13;
6. Причина пошкоджень КЛ – через старіння ізоляції кабелю;

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан КЛ-0,4 кВ Л-3, Л-8 та Л-13 від ЗТП-27 м.Яремче підлягають списанню, у зв'язку із неодноразовим виходом з ладу, погіршенням цілісності ізоляції, понаднормативною кількістю з'єднувальних муфт, тривалим терміном експлуатації.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2016 році ПП «Альфа Енерго Груп» розроблено робочий проект «Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ ЗТП-27 м.Яремче».

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 1698,786 тис.грн. без ПДВ.

Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ ЗТП-27 м.Яремче дозволить при помірних затратах вирішити проблеми знеструмлення, покращить якість напруги та зменшить кількість аварійних ситуацій.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1 209,57 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації проекту 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 2020 рік.

Складовими економічного ефекту є: зниження ТВЕ; зменшення витрат на ремонт.

Зниження ТВЕ рахуємо як зниження втрат е/е в трансформаторах та лініях:

$$E_2 = V_{л} * L_{л} * 1,045$$

де: 1,045 – оптова ринкова ціна е/е, грн./кВт*год.;

$V_{л}$ – різниця у втратах електроенергії в КЛ до та після реконструкції, тис. грн та розраховується як: $V_{л} = P^2 * L_{л} * \Delta R_{кл} * 8760 / 1000$,

де $\Delta R_{кл}$ - різниця опору кабельних ліній до і після реконструкції.

Зниження витрат на проведення ремонтів КЛ. (Зниження потенційних очікуваних збитків).

Орієнтовні витрати на ремонт одного ушкодження в середньому складають 10,55 тис. грн. (з ПДВ) (2 муфти) – 2000 x 2 = 4000 грн., 6 м кабелю – 1300 грн., робота, з урахуванням ремонту пошкодженого твердого покриття – 5250 грн.).

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра КЛ-0,4 кВ оприбутковується непридатний кабель, вага якого m (кг/км) залежить від січення.

Вартість непридатного кабелю розраховуємо як: $V_{к} = b \text{грн./кг} * m * L_{к} / 1000$, де

Lк – довжина непридатного кабеля.

Розрахунки:

Назва	Розрахунок
Довжина лінії, км	1,1
Вартість непридатного кабеля, тис.грн	2,6
Втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, тис.грн	78,37
Витрати на ремонт, тис.грн	61,83
Ефективність, тис.грн	161,391
Вартість інвестицій, тис.грн	1698,786
Термін окупності, роки	10,51

1.1.2.2 Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ ТП-434 м.Івано-Франківськ вул.Львівська

КЛ-0,4 кВ ТП-434 м.Івано-Франківськ, вул.Львівська, 7а побудована та введена в експлуатацію в 1978 році.

Відповідно «План графіку переоснащення кабельних ліній 0,4-10 кВ АТ "Прикарпаттяобленерго"» передбачається технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ ТП-434 м.Івано-Франківськ, вул.Львівська, 7а.

Характеристика існуючої КЛ 0,4кВ:

1. Загальна довжина лінії – 0,4 км,
2. Кількість споживачів, які живляться від лінії - 75 шт. (побутові споживачі).
3. Строк експлуатації, марка та переріз: 38 років, ААШВ 3*70 мм² ;
4. Кількість встановлених з'єднувальних муфт - 8 шт;
5. Кількість технологічних порушень, зафіксованих за останні 5 років – 4;
6. Причина пошкоджень КЛ – через старіння ізоляції кабелю;

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан КЛ-0,4 кВ ТП-434 м.Івано-Франківськ, вул.Львівська, 7а підлягає списанню, у зв'язку із неодноразовим виходом з ладу, погіршенням цілісності ізоляції, понаднормативною кількістю з'єднувальних муфт, тривалим терміном експлуатації.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2016 році ТОВ «Електрик Груп» розроблено робочий проект «Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ ТП-434 м.Івано-Франківськ, вул.Львівська, 7а».

Проектом передбачається:

- прокладання кабельної лінії від РП-0,4 кВ ком №1 ТП-434 до ВРП-0,4кВ (проектний);
- прокладання кабельної лінії від РП-0,4 кВ ком №7 ТП-434 до ВРП-0,4кВ (проектний);
- встановлення у комірках №1 та №7 РП-0,4 кВ ТП-434 рубильників Ін-250 А та запобіжників Ін-250 А;
- монтаж ВРП-0,4 кВ у приміщенні підвалу встановлення у ньому двох рубильників Ін-250А;
- монтаж контура заземлення;
- підключення проектного ВРП-0,4 кВ до новомонтованого контура заземлення.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 710,812 тис.грн. без ПДВ.

Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ ТП-434 м.Івано-Франківськ, вул.Львівська, 7а дозволить при помірних затратах вирішити проблеми знеструмлення, покращить якість напруги та зменшить кількість аварійних ситуацій.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 506,26 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації проекту визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестиції, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2020 рік.

Складовими економічного ефекту є: зниження ТВЕ; зменшення витрат на ремонт.

Зниження ТВЕ рахуємо як зниження втрат е/е в трансформаторах та лініях:

$$E_2 = V_l * L_l * 1,045$$

де: 1,045 – оптова ринкова ціна е/е, грн./кВт*год.;

V_l – різниця у втратах електроенергії в КЛ до та після реконструкції, тис. грн та розраховується як: $V_l = P^2 * L_l * \Delta R_{кл} * 8760 / 1000$,

де $\Delta R_{кл}$ - різниця опору кабельних ліній до і після реконструкції.

Зниження витрат на проведення ремонтів КЛ. (Зниження потенційних очікуваних збитків).

Орієнтовні витрати на ремонт одного ушкодження в середньому складають 10,55 тис. грн. (з ПДВ) (2 муфти) – $2000 \times 2 = 4000$ грн., 6 м кабелю – 1300 грн., робота, з урахуванням ремонту пошкодженого твердого покриття – 5250 грн.).

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра КЛ-0,4 кВ оприбутковується непридатний кабель, вага якого m (кг/км) залежить від сечення.

Вартість непридатного кабеля розраховуємо як: $V_k = b \text{ грн./кг} \cdot m \cdot L_k / 1000$, де

L_k – довжина непридатного кабеля.

Розрахунки:

Назва	Розрахунок
Довжина лінії, км	0,2
Вартість непридатного кабеля, тис.грн	0,5
Втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, тис.грн	21,92
Витрати на ремонт, тис.грн	10,97
Ефективність, тис.грн	36,652
Вартість інвестицій, тис.грн	710,812
Термін окупності, роки	19,38

1.1.2.2.3 Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ЖБ Львівська 7а до Коновальця 90 м. Івано-Франківськ

КЛ-0,4 кВ від ЖБ Львівська 7а до Коновальця 90 м. Івано-Франківськ побудована та введена в експлуатацію в 1968 році.

Відповідно «План графіку переоснащення кабельних ліній 0,4-10 кВ АТ "Прикарпаттяобленерго"» передбачається технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ЖБ Львівська 7а до Коновальця 90 м. Івано-Франківськ

Характеристика існуючої КЛ 0,4кВ:

1. Загальна довжина лінії – 0,2 км,
2. Кількість споживачів, які живляться від лінії - 150 шт. (побутові споживачі).
3. Строк експлуатації, марка та переріз: 52 років, СБ-3х50мм²;
4. Кількість встановлених з'єднувальних муфт - 11 шт;
5. Кількість технологічних порушень, зафіксованих за останні 5 років – 10;
6. Причина пошкоджень КЛ – через старіння ізоляції кабелю;

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан КЛ-0,4 кВ від ЖБ Львівська 7а до Коновальця 90 м. Івано-Франківськ підлягає списанню, у зв'язку із неодноразовим виходом з ладу, погіршенням цілісності ізоляції, понаднормативною кількістю з'єднувальних муфт, тривалим терміном експлуатації.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2019 році ПП "Альфа Енерго Груп" розроблено робочий проект «Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ЖБ Львівська 7а до Коновальця 90 м. Івано-Франківськ».

Проектом передбачається:

- прокладання кабельної лінії 0,4 кВ від кабельної збірки №1 встановленої на фасаді будинку №7А по вул.Львівська до багатоквартирних житлових будинків по вул.Коновальця 90 та по вул.Львівська 7А.

Згідно розробленої проектно-копторисної документації загальна вартість робіт складає 762,389 тис.грн. без ПДВ.

Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ЖБ Львівська 7а до Коновальця 90 м. Івано-Франківськ дозволить при помірних затратах вирішити проблеми знеструмлення, покращить якість напруги та зменшить кількість аварійних ситуацій.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 483,36 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації проекту 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 2020 рік.

Складовими економічного ефекту є: зниження ТВЕ; зменшення витрат на ремонт.

Зниження ТВЕ рахуємо як зниження втрат e/e в трансформаторах та лініях:

$$E_2 = \text{Вл} * \text{Лл} * 1,045$$

де: 1,045 – оптова ринкова ціна e/e , грн./кВт*год.;

Вл – різниця у втратах електроенергії в КЛ до та після реконструкції, тис. грн та розраховується як: $\text{Вл} = P^2 * \text{Лл} * \Delta R_{\text{кл}} * 8760 / 1000$,

де $\Delta R_{\text{кл}}$ - різниця опору кабельних ліній до і після реконструкції.

Зниження витрат на проведення ремонтів КЛ. (Зниження потенційних очікуваних збитків).

Орієнтовні витрати на ремонт одного ушкодження в середньому складають 10,55 тис. грн. (з ПДВ) (2 муфти) – $2000 * 2 = 4000$ грн., 6 м кабелю – 1300 грн., робота, з урахуванням ремонту пошкодженого твердого покриття – 5250 грн.).

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра КЛ-0,4 кВ оприбутковується непридатний кабель, вага якого m (кг/км) залежить від січення.

Вартість непридатного кабеля розраховуємо як: $V_k = b \text{ грн./кг} \cdot m \cdot L_k / 1000$, де L_k – довжина непридатного кабеля.

Розрахунки:

Назва	Розрахунок
Довжина лінії, км	0,2
Вартість непридатного кабеля, тис.грн	0,5
Втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, тис.грн	23,58
Витрати на ремонт, тис.грн	12,51
Ефективність, тис.грн	40,377
Вартість інвестицій, тис.грн	762,389
Термін окупності, роки	18,87

1.1.2.2.4 Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ТП-434 до Матейки 29,33 м. Івано-Франківськ

КЛ-0,4 кВ від ТП-36 до Матейки 29,33 м. Івано-Франківськ побудована та введена в експлуатацію в 1970 році.

Відповідно «План графіку переоснащення кабельних ліній 0,4-10 кВ АТ "Прикарпаттяобленерго"» передбачається технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ТП-36 до Матейки 29,33 м. Івано-Франківськ.

Характеристика існуючої КЛ 0,4кВ:

1. Загальна довжина лінії – 0,9 км,
2. Кількість споживачів, які живляться від лінії - 80 шт. (побутові споживачі).
3. Строк експлуатації, марка та переріз: 40 років, ААБ-3х70мм² ;
4. Кількість встановлених з'єднувальних муфт - 8 шт;
5. Кількість технологічних порушень, зафіксованих за останні 5 років – 4;
6. Причина пошкоджень КЛ – через старіння ізоляції кабелю;

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан КЛ-0,4 кВ від ТП-36 до Матейки 29,33 м. Івано-Франківськ підлягає списанню, у зв'язку із неодноразовим виходом з ладу, погіршенням цілісності ізоляції, понаднормативною кількістю з'єднувальних муфт, тривалим терміном експлуатації.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2019 році ПП "Альфа Енерго Груп" розроблено робочий проект «Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ТП-36 до Матейки 29,33 м. Івано-Франківськ».

Проектом передбачається:

- будівництво 2-х КЛ-0,4 кВ від ТП-36 до існуючих ВРП-0,4 кВ житлових будинків №29, №33 та 1-ї КЛ-0,4 кВ між ВРП-0,4 кВ даних будинків.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 710,812 тис.грн. без ПДВ.

Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ТП-36 до Матейки 29,33 м. Івано-Франківськ дозволить при помірних затратах вирішити проблеми знеструмлення, покращить якість напруги та зменшить кількість аварійних ситуацій.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 506,10 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації проекту 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 2020 рік.

Складовими економічного ефекту є: зниження ТВЕ; зменшення витрат на ремонт.

Зниження ТВЕ рахуємо як зниження втрат e/e в трансформаторах та лініях:

$$E_2 = \text{Вл} * \text{Лл} * 1,045$$

де: 1,045 – оптова ринкова ціна e/e , грн./кВт*год.;

Вл – різниця у втратах електроенергії в КЛ до та після реконструкції, тис. грн та розраховується як: $\text{Вл} = P^2 * \text{Лл} * \Delta R_{\text{кл}} * 8760 / 1000$,

де $\Delta R_{\text{кл}}$ - різниця опору кабельних ліній до і після реконструкції.

Зниження витрат на проведення ремонтів КЛ. (Зниження потенційних очікуваних збитків).

Орієнтовні витрати на ремонт одного ушкодження в середньому складають 10,55 тис. грн. (з ПДВ) (2 муфти) – $2000 * 2 = 4000$ грн., 6 м кабелю – 1300 грн., робота, з урахуванням ремонту пошкодженого твердого покриття – 5250 грн.).

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра КЛ-0,4 кВ оприбутковується непридатний кабель, вага якого m (кг/км) залежить від сичення. Вартість непридатного кабеля розраховуємо як: $V_k = b_{грн./кг \cdot m \cdot L_k / 1000$, де L_k – довжина непридатного кабеля.

Розрахунки:

Назва	Розрахунок
Довжина лінії, км	0,3
Вартість непридатного кабеля, тис.грн	0,6
Втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, тис.грн	15,11
Витрати на ремонт, тис.грн	15,42
Ефективність, тис.грн	35,809
Вартість інвестицій, тис.грн	710,812
Термін окупності, роки	19,83

1.1.2.2.5 Технічне переоснащення КЛ-0,4кВ від ТП-122 до К.Данила 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 м.Івано-Франківськ

КЛ-0,4 кВ від від ТП-122 до К.Данила 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 м. Івано-Франківськ побудована та введена в експлуатацію в 1985 році.

Відповідно «План графіку переоснащення кабельних ліній 0,4-10 кВ АТ "Прикарпаттяобленерго"» передбачається технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ТП-122 до К.Данила 1,2,3,4,5,6,7 м. Івано-Франківськ.

Характеристика існуючої КЛ 0,4кВ:

1. Загальна довжина лінії – 0,2 км,
2. Кількість споживачів, які живляться від лінії - 130 шт. (побутові споживачі).
3. Строк експлуатації, марка та переріз: 35 років, АПВБ-3х70мм²;
4. Кількість встановлених з'єднувальних муфт - 19 шт;
5. Кількість технологічних порушень, зафіксованих за останні 5 років – 21;
6. Причина пошкоджень КЛ – через старіння ізоляції кабелю.

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан КЛ-0,4 кВ від ТП-122 до К.Данила 1,2,3,4,5,6,7 м. Івано-Франківськ підлягає списанню, у зв'язку із неодноразовим виходом з ладу, погіршенням цілісності ізоляції, понаднормативною кількістю з'єднувальних муфт, тривалим терміном експлуатації.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2019 році ПП "Альфа Енерго Груп" розроблено робочий проект «Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ТП-122 до К.Данила 1,2,3,4,5,6,7 м. Івано-Франківськ».

Проектом передбачається:

- прокладання КЛ-0,4 кВ від РП-0,4 кВ ТП-122 до кабельних збірок встановлених на фасадних будівель по вул.К.Данила – Г.Мазепи із закілюванням до існуючих кабельних збірок ЩР-0,4 кВ(існ) встановлених на фасадах будинків №5/2 по вул.Г.Мазепи та будинку №3 по вул.К.Данила.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 1594,358 тис.грн. без ПДВ.

Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від від ТП-122 до К.Данила 1,2,3,4,5,6,7 м. Івано-Франківськ дозволить при помірних затратах вирішити проблеми знеструмлення, покращить якість напруги та зменшить кількість аварійних ситуацій.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1 010,83 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації проекту 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 2020 рік.

Складовими економічного ефекту є: зниження ТВЕ; зменшення витрат на ремонт.

Зниження ТВЕ рахуємо як зниження втрат е/е в трансформаторах та лініях:

$$E_2 = V_L * L_L * 1,045$$

де: 1,045 – оптова ринкова ціна е/е, грн./кВт*год.;

V_L – різниця у втратах електроенергії в КЛ до та після реконструкції, тис. грн та розраховується як: $V_L = P^2 * L_L * \Delta R_{кл} * 8760 / 1000$,

де $\Delta R_{кл}$ - різниця опору кабельних ліній до і після реконструкції.

Зниження витрат на проведення ремонтів КЛ. (Зниження потенційних очікуваних збитків).

Орієнтовні витрати на ремонт одного ушкодження в середньому складають 10,55 тис. грн. (з ПДВ) (2 муфти) – 2000 x 2 = 4000 грн., 6 м кабелю – 1300 грн., робота, з урахуванням ремонту пошкодженого твердого покриття – 5250 грн.).

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра КЛ-0,4 кВ оприбутковується непридатний кабель, вага якого m (кг/км) залежить від січення.

Вартість непридатного кабеля розраховуємо як: $V_k = b \text{ грн./кг} \cdot m \cdot L_k / 1000$, де

L_k – довжина непридатного кабеля.

Розрахунки:

Назва	Розрахунок
Довжина лінії, км	0,5
Вартість непридатного кабеля, тис.грн	1,1
Втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, тис.грн	45,36
Витрати на ремонт, тис.грн	26,39
Ефективність, тис.грн	80,799
Вартість інвестицій, тис.грн	1594,358
Термін окупності, роки	19,72

1.1.2.2.6 Технічне переоснащення КЛ-0,4кВ від ТП-187 до Франка 3, 5, 7 м. Івано-Франківськ

КЛ-0,4 кВ від ТП-187 до Франка 3,5,7 м. Івано-Франківськ побудована та введена в експлуатацію в 1986 році.

Відповідно «План графіку переоснащення кабельних ліній 0,4-10 кВ АТ "Прикарпаттяобленерго"» передбачається технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ТП-187 до Франка 3,5,7 м. Івано-Франківськ.

Характеристика існуючої КЛ 0,4кВ:

1. Загальна довжина лінії – 0,12 км,
2. Кількість споживачів, які живляться від лінії - 200 шт. (побутові споживачі).
3. Строк експлуатації, марка та переріз: 34 років, ААБ 3*50мм² ;
4. Кількість встановлених з'єднувальних муфт - 18 шт;
5. Кількість технологічних порушень, зафіксованих за останні 5 років – 18;
6. Причина пошкоджень КЛ – через старіння ізоляції кабелю;

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан від ТП-187 до Франка 3,5,7 м. Івано-Франківськ підлягає списанню, у зв'язку із неодноразовим виходом з ладу, погіршенням цілісності ізоляції, понаднормативною кількістю з'єднувальних муфт, тривалим терміном експлуатації.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2019 році ПП "Альфа Енерго Груп" розроблено робочий проект «Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ТП-187 до Франка 3,5,7 м. Івано-Франківськ».

Проектом передбачається:

- прокладання кабельних ліній 0,4 кВ між кабельними збірками встановлених на фасадах будівель по вул. І.Франка- Драгоманова;
- заміна даних збірок на нові з антивандальним пластиком корпусом та вертикальними вимикачами-роз'єднувачами типу ARS.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 1274,335 тис.грн. без ПДВ.

Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ТП-187 до Франка 3,5,7 м. Івано-Франківськ дозволить при помірних затратах вирішити проблеми знеструмлення, покращить якість напруги та зменшить кількість аварійних ситуацій.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 807,82 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації проекту 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 2020 рік.

Складовими економічного ефекту є: зниження ТВЕ; зменшення витрат на ремонт.

Зниження ТВЕ рахуємо як зниження втрат e/e в трансформаторах та лініях:

$$E_2 = V_l * L_l * 1,045$$

де: 1,045 – оптова ринкова ціна e/e , грн./кВт*год.;

V_l – різниця у втратах електроенергії в КЛ до та після реконструкції, тис. грн та розраховується як: $V_l = P^2 * L_l * \Delta R_{кл} * 8760 / 1000$,

де $\Delta R_{кл}$ - різниця опору кабельних ліній до і після реконструкції.

Зниження витрат на проведення ремонтів КЛ. (Зниження потенційних очікуваних збитків).

Орієнтовні витрати на ремонт одного ушкодження в середньому складають 10,55 тис. грн. (з ПДВ) (2 муфти) – 2000 x 2 = 4000 грн., 6 м кабелю – 1300 грн., робота, з урахуванням ремонту пошкодженого твердого покриття – 5250 грн.).

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра КЛ-0,4 кВ оприбутковується непридатний кабель, вага якого m (кг/км) залежить від січення.

Вартість непридатного кабеля розраховуємо як: $V_k = b \text{ грн./кг} * m * L_k / 1000$, де

L_k – довжина непридатного кабеля.

Розрахунки:

Назва	Розрахунок
Довжина лінії, км	0,2
Вартість непридатного кабеля, тис.грн	0,6
Втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, тис.грн	48,84
Витрати на ремонт, тис.грн	13,50
Ефективність, тис.грн	66,964
Вартість інвестицій, тис.грн	1274,335
Термін окупності, роки	19,02

1.1.2.2.7 Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ТП-59 до Чорновола 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9 м. Івано-Франківськ м. Івано-Франківськ

КЛ-0,4 кВ від від ТП-59 до Чорновола 1,2,3,4,5,6,7,9 м. Івано-Франківськ побудована та введена в експлуатацію в 1975 році.

Відповідно «План графіку переоснащення кабельних ліній 0,4-10 кВ АТ "Прикарпаттяобленерго"» передбачається технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ТП-59 до Чорновола 1,2,3,4,5,6,7,9 м. Івано-Франківськ.

Характеристика існуючої КЛ 0,4кВ:

1. Загальна довжина лінії – 0,11 км,
2. Кількість споживачів, які живляться від лінії - 150 шт. (побутові споживачі).
3. Строк експлуатації, марка та переріз: 45 років, СБ-3х50мм²;
4. Кількість встановлених з'єднувальних муфт - 19 шт;
5. Кількість технологічних порушень, зафіксованих за останні 5 років – 17;
6. Причина пошкоджень КЛ – через старіння ізоляції кабелю;

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан від від ТП-59 до Чорновола 1,2,3,4,5,6,7,9 м. Івано-Франківськ підлягає списанню, у зв'язку із неодноразовим виходом з ладу, погіршенням цілісності ізоляції, понаднормативною кількістю з'єднувальних муфт, тривалим терміном експлуатації.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2019 році ПП "Альфа Енерго Груп" розроблено робочий проект «Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ТП-59 до Чорновола 1,2,3,4,5,6,7,9 м. Івано-Франківськ».

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 1699,331 тис.грн. без ПДВ.

Проектом передбачається:

- прокладання кабельних ліній 0,4 кВ від РП-0,4 кВ ТП-59 до кабельних збірок встановлених на фасадах будівель по вул.В.Чорновола вул.С.Стрільців із закілюванням до існуючої кабельної збірки ЩР-1 (існ) встановленої на фасаді будинку №10 по вул. С.Стрільців.

Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від від ТП-59 до Чорновола 1,2,3,4,5,6,7,9 м. Івано-Франківськ дозволить при помірних затратах вирішити проблеми знеструмлення, покращить якість напруги та зменшить кількість аварійних ситуацій.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1 078,00 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації проекту 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 2020 рік.

Складовими економічного ефекту є: зниження ТВЕ; зменшення витрат на ремонт.

Зниження ТВЕ рахуємо як зниження втрат e/e в трансформаторах та лініях:

$$E_2 = \text{Вл} * \text{Лл} * 1,045$$

де: 1,045 – оптова ринкова ціна e/e, грн./кВт*год.;

Вл – різниця у втратах електроенергії в КЛ до та після реконструкції, тис. грн та розраховується як: $\text{Вл} = P^2 * \text{Лл} * \Delta R_{\text{кл}} * 8760 / 1000$,

де $\Delta R_{\text{кл}}$ - різниця опору кабельних ліній до і після реконструкції.

Зниження витрат на проведення ремонтів КЛ. (Зниження потенційних очікуваних збитків).

Орієнтовні витрати на ремонт одного ушкодження в середньому складають 10,55 тис. грн. (з ПДВ) (2 муфти) – 2000 x 2 = 4000 грн., 6 м кабелю – 1300 грн., робота, з урахуванням ремонту пошкодженого твердого покриття – 5250 грн.).

Вартість зворотних матеріалів.

При проведенні аналізу демонтажних робіт при виконання Інвестиційних програм попередніх років виявлено, що у середньому з одного кілометра КЛ-0,4 кВ оприбутковується непридатний кабель, вага якого m (кг/км) залежить від січення.

Вартість непридатного кабеля розраховуємо як: $V_k = b_{\text{грн./кг}} * m * L_k / 1000$, де

L_k – довжина непридатного кабеля.

Розрахунки:

Назва	Розрахунок
Довжина лінії, км	0,6
Вартість непридатного кабеля, тис.грн	1,3
Втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, тис.грн	52,87
Витрати на ремонт, тис.грн	31,82
Ефективність, тис.грн	95,599
Вартість інвестицій, тис.грн	1699,331
Термін окупності, роки	17,76

1.2 Будівництво нових ПС, РП та ТП, усього з них:

1.2.1.1. Будівництво розвантажувальних ТП-10/0,4 кВ та мереж до них

Інвестиційною програмою на 2020 рік передбачається будівництво розвантажувальних ТП з ділянками ПЛ 0,4-10 кВ в кількості 25 шт. на загальну суму 16 847,33 тис.грн. без ПДВ.

На даний час в мережах АТ «Прикарпаттяобленерго» існує гостра проблема якості напруги та технічного стану електромереж. Як показують результати контролю за параметрами якості електроенергії в більшості випадків електроенергія, що надходить до споживачів не відповідає вимогам стандарту. Основною причиною цього є понаднормативна довжина ПЛ-0,4 кВ (5-10 км.) та недостатня їх пропускна здатність. Скорочення довжини ліній можна досягти за рахунок розукрупнення існуючих там, де це можливо, та за рахунок будівництва додаткових розвантажувальних трансформаторних підстанцій (ТП). Це дозволить позбутись понаднормативних довжин, зменшити втрати електроенергії та напруги в мережах 0,4 кВ та забезпечити належну якість електроенергії у споживачів.

Назва ПЛ-0,4 кВ	Л-пункт	Магістральна довжина ПЛ-0,4 кВ	Втрати напруги	Кількість споживачів								
				Всього	Прогнозоване навантаження, кВт	Входять в зону 400 м, шт	Прогнозоване навантаження, кВт	% від загальної к-ті	Не входять в зону 400 м, шт	Прогнозоване навантаження, кВт	% від загальної к-ті	
ТП-437	Л-1	0,55	1,32	23	25,14	19	20,36	82,61%	4	4,78	17,39%	
ТП-розв	Л-1	0,66	2,06	20	68,52	15	62,35	75,00%	5	6,17	25,00%	
ТП-розв	Л-2	0,22	1,17	9	32,24	9	32,24	100,00%	0	0,00	0,00%	
ТП-16	Л-2	0,68	1,76	26	47,63	21	41,91	80,77%	5	5,72	19,23%	
ТП-розв	Л-1	0,43	1,99	18	98,03	17	93,13	94,44%	1	4,90	5,56%	
ТП-306	Л-6	0,55	1,72	21	55,87	18	46,37	85,71%	3	9,50	14,29%	
ТП-розв	Л-1	0,41	1,64	23	67,25	22	59,85	95,65%	1	7,40	4,35%	
ТП-256	Л-3	0,88	2,37	52	66,81	37	58,12	71,15%	15	8,69	28,85%	
ТП-розв	Л-1	0,13	1,11	5	36,64	5	36,64	100,00%	0	0,00	0,00%	
ТП-розв	Л-2	0,29	1,83	18	122,66	18	122,66	100,00%	0	0,00	0,00%	
ТП-210	Л-2	1,13	2,60	45	98,25	28	82,53	62,22%	17	15,72	37,78%	
ТП-розв	Л-1	0,98	3,42	44	149,30	34	138,85	77,27%	10	10,45	22,73%	
ТП-132	Л-2	0,26	1,13	17	22,12	17	22,12	100,00%	0	0,00	0,00%	
ТП-475	Л-1	0,75	1,50	39	28,74	31	21,84	79,49%	8	6,90	20,51%	
ТП-розв	Л-1	0,32	1,29	26	38,66	26	38,66	100,00%	0	0,00	0,00%	
ТП-розв	Л-2	0,22	1,14	22	26,87	22	26,87	100,00%	0	0,00	0,00%	
ТП-51	Л-1	0,98	2,17	41	51,22	32	41,49	62,75%	9	9,73	37,25%	
ТП-розв	Л-1	0,31	1,28	12	39,13	12	39,13	100,00%	0	0,00	0,00%	
ТП-розв	Л-2	0,34	1,45	28	56,30	28	56,30	100,00%	0	0,00	0,00%	

1.2.1.1.1 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-174, с.В.Березів, Косівського району, та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-174 в с. В.Березів, Косівського району введена в експлуатацію в 1969 році, загальною довжиною 3,743 км та живить 48 споживачів. Фазна напруга в кінцевих споживачів 170-185 В. На ТП-174 встановлена потужність трансформатора 100 кВА, завантаженість трансформатора складає 60 %. Фазна напруга на ТП 230-245 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-174» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-174 с.В.Березів Косівського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 для розвантаження ТП-174 с.В.Березів Косівського району, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ».

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 803.51 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 679,21 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2018 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{л} = (P_{сер}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ - питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{кз} = (P_{сер}/P_{тр})^2 * P_{кз} * 8760$, де

$P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{тр}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{кз}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{нх} = P_{нх} * 8760$, де $P_{кз}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$$W_{нн} = W_{сер} * 0,25,$$

де $W_{сер}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Після реконструкції			Разом
		Л-1	Л-2	Л-2	
	КТП-174			КТП-174	
	Л-2	Л-1	Л-2	Л-2	
Встановлена потужність трансформатора,кВА	100,00	new		old	
Додатковий трансформатор, МВА		100,00		100,00	
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	3,74				
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції,км		1,19	1,24	0,99	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	1,29	0,86	0,96	0,70	
К-ть ліній ,штук	1,00	1,00	1,00	1,00	
Опір ліній з проводами А-, Ом (0.85 Ом/км)	3,18	1,01	1,05	0,84	
Втрати неробочого ходу т-ра,кВт	0,37	0,37		0,37	
Втрати короткого замикання т-ра,кВт	1,97	1,97		1,97	
Спожито електроенергії, кВт за місяць	10222,00	2981,42	2981,42	4259,17	
Кількість споживачів	48,00	14,00	14,00	20,00	
Середнє навантаження лінії, кВА	14,20	4,14	4,14	5,92	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	7666,50	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	35109,90	947,98	988,88	1607,33	3543,99
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	347,84	118,36		60,39	178,75
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	3197,40	3197,40		3197,40	6394,80
Сумарні втрати електроенергії,кВт*год	38855,14	5252,42		4865,12	10117,54
Ефективність, кВт*год					28537,60
Ефективність, тис.грн					40,49
Вартість інвестицій,тис.грн					803,51
Термін окупності, роки					19,85

1.2.1.1.2 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-179, с.Космач, Косівського району , та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-179 в с.Космач Косівського району введена в експлуатацію в 1970 році, загальною довжиною 6,284 км та живить 64 споживачі. Фазна напруга в кінцевих споживачів 160-170В. На ТП-179 встановлена потужність трансформатора 250 кВА, завантаженість трансформатора складає 56 %. Фазна напруга на ТП 235-240 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-179 с.Космач, Косівського району від 29.06.2019» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-179 с. с.Космач Косівського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 для розвантаження ТП-179 с.Космач Косівського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ».

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 446,70 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 359,87 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2018рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{\text{л}} = (P_{\text{сер}}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ - питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{\text{кз}} = (P_{\text{сер}}/P_{\text{тр}})^2 * P_{\text{кз}} * 8760$, де

$P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{\text{тр}}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{\text{кз}}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{\text{нх}} = P_{\text{нх}} * 8760$, де $P_{\text{кз}}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$$W_{\text{нн}} = W_{\text{сер}} * 0,25,$$

де $W_{\text{сер}}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Після реконструкції				Разом
		КТП-179			КТП-179	
	Л-2	Л-1	Л-2	Л-3	Л-2	
Встановлена потужність трансформатора,кВА	250,00	new			old	
Додатковий трансформатор,МВА		100,00			250,00	
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	6,28					
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції,км		0,96	0,47	2,57	2,44	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	1,48	0,26	0,37	0,98	0,80	
К-ть ліній ,штук	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
Опір ліній з проводами А-, Ом (0.85 Ом/км)	7,32	1,00	0,55	2,99	2,84	
Втрати неробочого ходу т-ра,кВт	0,82	0,37			0,82	
Втрати короткого замикання т-ра,кВт	3,70	1,97			3,70	
Споживто електроенергії, кВт за місяць	5437,00	1189,34	424,77	1444,20	2378,69	
Кількість споживачів	64,00	14,00	5,00	17,00	26,00	
Середнє навантаження ліній, кВА	7,55	1,65	0,59	2,01	3,30	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	4077,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	22855,98	149,85	10,43	668,50	1696,58	2515,37
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	29,57	31,14			5,66	36,80
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	7183,20	3197,40			7183,20	10380,60
Сумарні втрати електроенергії,кВт*год	30068,75	4047,33			8885,44	12932,77
Ефективність, кВт*год						17135,96
Ефективність, тис.грн						23,56
Вартість інвестицій, тис.грн						448,70
Термін окупності, роки						18,94

1.2.1.1.3 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-131, пр.Каптарга Верховинського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-131 пр.Каптаргач Верховинського району введена в експлуатацію в 1974 році, загальною довжиною 4,988 км та живить 23 споживачі. Фазна напруга в кінцевих споживачів 170-180В. На ТП-131 встановлена потужність трансформатора 100 кВА, завантаженість трансформатора складає 56 %. Фазна напруга на ТП 230-240 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-131 пр.Каптаргач Верховинського району від 10.06.2019» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-131 пр.Каптарга Верховинського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувальної ТП-10/0,4 для розвантаження ТП-131 с. пр.Каптаргач Верховинського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ».

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 351,02 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 287,84 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2018рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{\text{л}} = (P_{\text{сер}}/U)^2 * \rho * l * 8760$,
де $P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;
 U – напруга лінії, кВ;
 ρ – питомий опір проводів лінії, Ом/км;
 l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{\text{кз}} = (P_{\text{сер}}/P_{\text{тр}})^2 * P_{\text{кз}} * 8760$, де

$P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{\text{тр}}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{\text{кз}}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{\text{нх}} = P_{\text{нх}} * 8760$, де $P_{\text{кз}}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$W_{\text{нн}} = W_{\text{сер}} * 0,25$,
де $W_{\text{сер}}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Після реконструкції			Разом
		Л-1	Л-2	Л-1	
	КТП-131			КТП-131	
	Л-1	Л-1	Л-2	Л-1	
Встановлена потужність трансформатора,кВА	100,00	лев		old	
Додатковий трансформатор,МВА		100,00		100,00	
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	4,89				
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції,км		1,04	1,73	1,86	
Довжина ліній до магістралі 0,4 кВ, км	2,35	0,44	0,76	0,93	
К-ть ліній , штук	1,00	1,00	1,00	1,00	
Опір ліній а проводами А-, Ом (0.85 Ом/км)	4,24	0,88	1,47	1,58	
Втрати неробочого ходу т-ра,кВт	0,37	0,37		0,37	
Втрати короткого замикання т-ра,кВт	1,97	1,97		1,97	
Спожито електроенергії, кВт за місяць	6550,00	1708,70	2563,04	2278,28	
Кількість споживачів	23,00	6,00	9,00	8,00	
Середнє навантаження лінії, кВА	9,10	2,37	3,56	3,16	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	4912,50	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	19210,87	271,80	1022,58	865,75	2160,13
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	142,82	60,75		17,28	78,02
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	3197,40	3197,40		3197,40	6394,80
Сумарні втрати електроенергії,кВт*год	22551,09	4562,53		4080,43	8632,95
Ефективність, кВт*год					13816,14
Ефективність, тис.грн					21,38
Вартість інвестицій, тис.грн					351,02
Термін окупності, роки					16,42

1.2.1.1.4 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-55 с.Яворів Косівського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-55 в с.Яворів Косівського району введена в експлуатацію в 1967 році, загальною довжиною 10,935 км та живить 79 споживачів. Фазна напруга в кінцевих споживачів 170-180 В. На ТП-55 встановлена потужність трансформатора 160 кВА, завантаженість трансформатора складає 57 %. Фазна напруга на ТП 235-240 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-55 с.Яворів Косівського району» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-55 с.Яворів Косівського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-55 с.Яворів Косівського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ».

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 612,21 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 496,87 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2018 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{\text{л}} = (P_{\text{сер}}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ – питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{\text{кз}} = (P_{\text{сер}}/P_{\text{тр}})^2 * P_{\text{кз}} * 8760$, де

$P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{\text{тр}}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{\text{кз}}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{\text{нх}} = P_{\text{нх}} * 8760$, де $P_{\text{кз}}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$$W_{\text{нн}} = W_{\text{сер}} * 0,25,$$

де $W_{\text{сер}}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Після реконструкції				Разом
		Л-1	Л-2	Л-3	Л-2	
	КТП-55				КТП-55	
	Л-2	Л-1	Л-2	Л-3	Л-2	
Встановлена потужність трансформатора,кВА	160,00	new			old	
Додатковий трансформатор, МВА		100,00			160,00	
Довжина ліній 0,4кВ до реконструкції, км	10,94					
Довжина ліній 0,4кВ після реконструкції, км		5,30	2,71	0,56	1,60	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	4,37	1,93	0,95	0,40	0,58	
К-ть ліній ,штук	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
Опір ліній з проводами А-, Ом (0.85 Ом/км)	12,74	8,17	3,16	0,65	1,86	
Втрати неробочого ходу т-ра,кВт	0,41	0,37			0,41	
Втрати короткого замикання т-ра,кВт	2,65	1,97			2,65	
Споживто електроенергії, кВт за місяць	6358,00	3299,72	1126,73	1287,70	643,85	
Кількість споживачів	79,00	41,00	14,00	16,00	8,00	
Середнє навантаження лінії, кВА	8,83	4,58	1,56	1,79	0,89	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	4768,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	54388,23	7088,94	423,15	114,45	81,61	7718,16
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	70,71	108,68			0,73	109,42
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	3591,60	3197,40			3591,60	6789,00
Сумарні втрати електроенергії,кВт*год	58050,54	10942,64			3673,93	14616,58
Ефективність, кВт*год						43433,96
Ефективність, тис.грн						52,02
Вартість інвестицій, тис.грн						812,21
Термін окупності, роки						11,77

1.2.1.1.5 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-9 с.Старий Косів Косівського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-9 та Л-2 від ТП-584 с.Старий Косів Косівського району введені в експлуатацію в 1967 році, загальною довжиною 4,512 км та живить 182 споживачі. Фазна напруга в кінцевих споживачів 175-185 В. На ТП-9 встановлена потужність трансформатора 160 кВА, завантаженість трансформатора складає 61 %, на ТП-584, відповідно 100 кВА та 58 % завантаження. Фазна напруга на ТП 235-240 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-9 с.Старий Косів Косівського району» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-9 та Л-2 від ТП-584 с.Старий Косів Косівського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувально го ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-9 с.Старий Косів Косівського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ».

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 457,77 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 375,37 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2018 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{\text{л}} = (P_{\text{сер}}/U)^2 * \rho * l * 8760$,
де $P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;
 U – напруга лінії, кВ;
 ρ - питомий опір провідів лінії, Ом/км;
 l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{\text{кз}} = (P_{\text{сер}}/P_{\text{тр}})^2 * P_{\text{кз}} * 8760$, де

$P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{\text{тр}}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{\text{кз}}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{\text{нх}} = P_{\text{нх}} * 8760$, де $P_{\text{кз}}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$W_{\text{нн}} = W_{\text{сер}} * 0,25$,
де $W_{\text{сер}}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Існуюча 2	Після реконструкції				Разом
			ГКПП-9		КТП-584		
			Л-2	Л-2	Л-1	Л-2	
Встановлена потужність трансформатора,кВА	160,00	100,00	new		old		
Додатковий трансформатор, МВА			100,00		160,00	100,00	
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	2,27	2,25					
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції, км			0,62	1,24	1,60	1,25	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	0,90	0,71	0,47	0,70	0,36	0,23	
К-ть ліній ,штук	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
Опір лінії з проводами А-, Ом (0.85 Ом/км)	1,93	2,62	0,53	1,05	1,88	1,48	
Втрати неробочого ходу т-ра,кВт	0,41	0,37	0,37		0,41	0,37	
Втрати короткого замикання т-ра,кВт	2,65	1,97	1,97		2,65	1,97	
Споживо електроенергії, кВт за місяць	17261,00	13969,00	3948,65	9780,82	10467,20	7035,33	
Кількість споживачів	89,00	93,00	23,00	57,00	61,00	41,00	
Середнє навантаження лінії, кВА	23,97	19,40	5,48	13,68	14,54	9,77	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	12945,75	10476,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	60834,73	53900,41	972,53	10649,04	21541,83	7812,44	40675,85
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	521,17	649,68	627,32		191,65	164,77	983,73
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	3591,60	3197,40	3197,40		3591,60	3197,40	9886,40
Су марні втрати електроенергії,кВт*год	64747,50	57747,39	15346,29		25325,08	10974,61	51646,98
Ефективність, кВт*год							70848,91
Ефективність, тис.грн							106,62
Вартість інвестицій, тис.грн							457,77
Термін окупності, роки							4,29

1.2.1.1.6 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-45 с.Пасічна Надвірнянського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-3 від ТП-45 в с.Пасічна Надвірнянського району введена в експлуатацію в 1969 році, загальною довжиною 3,475 км та живить 83 споживачів. Фазна напруга в кінцевих споживачів 170-185В. На ТП-45 встановлена потужність трансформатора 160 кВА, завантаженість трансформатора складає 68 %. Фазна напруга на ТП 230-235 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заклочення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-3 від ТП-45 с.Пасічна Надвірнянського району» необхідно провести ПЛ-0,4кВ Л-3 від ТП-45 с.Пасічна Надвірнянського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-45 с.Пасічна Надвірнянського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ».

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 453,77 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 377,75 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2018 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{\text{л}} = (P_{\text{сер}}/U)^2 * \rho * l * 8760$,
де $P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;
 U – напруга лінії, кВ;
 ρ - питомий опір проводів лінії, Ом/км;
 l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{\text{кз}} = (P_{\text{сер}}/P_{\text{тр}})^2 * P_{\text{кз}} * 8760$, де

$P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{\text{тр}}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{\text{кз}}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{\text{нх}} = P_{\text{нх}} * 8760$, де $P_{\text{кз}}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$$W_{\text{нн}} = W_{\text{сер}} * 0,25,$$

де $W_{\text{сер}}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Після реконструкції			Разом
		Л-1	Л-2	Л-3	
	КТП-45			КТП-45	
	Л-3	Л-1	Л-2	Л-3	
Встановлена потужність трансформатора, кВА	160,00	new		old	
Додатковий трансформатор, МВА		100,00		160,00	
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	3,48				
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції, км		1,42	0,28	1,71	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	0,82	0,44	0,06	0,56	
К-ть ліній, штук	1,00	1,00	1,00	1,00	
Опір лінії з проводами А-, Ом (0.85 Ом/км)	2,95	1,21	0,23	1,45	
Втрати неробочого ходу т-ра, кВт	0,41	0,37		0,41	
Втрати короткого замикання т-ра, кВт	2,65	1,97		2,65	
Споживо електроенергії, кВт за місяць	11569,00	3902,80	1115,08	6551,12	
Кількість сложиваєв	83,00	28,00	8,00	47,00	
Середнє навантаження лінії, кВА	16,07	5,42	1,55	9,10	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	8876,75	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	41752,69	1945,76	30,81	6580,47	8567,06
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	234,12	83,82		75,07	158,89
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	3591,60	3197,40		3581,60	6789,00
Сумарні втрати електроенергії, кВт*год	45578,41	5257,81		10247,14	15504,96
Ефективність, кВт*год					30073,46
Ефективність, тис. грн					43,50
Вартість інвестицій, тис. грн					453,77
Термін окупності, роки					10,43

1.2.1.1.7 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-50 с.Черник Надвірнянського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-50 с.Черник Надвірнянського району введена в експлуатацію в 1969 році, загальною довжиною 2,619 км та живить 50 споживачів. Фазна напруга в кінцевих споживачів 165-175 В. На ТП-50 встановлена потужність трансформатора 100 кВА, завантаженість трансформатора складає 84 %. Фазна напруга на ТП 230-235 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-50 с.Черник Надвірнянського району» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-50 с.Черник Надвірнянського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-50 с.Черник Надвірнянського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ».

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 362,58 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 282,81 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2018 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{\text{л}} = (P_{\text{сер}}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ - питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{\text{кз}} = (P_{\text{сер}}/P_{\text{тр}})^2 * P_{\text{кз}} * 8760$, де

$P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{\text{тр}}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{\text{кз}}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{\text{нх}} = P_{\text{нх}} * 8760$, де $P_{\text{кз}}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$$W_{\text{нн}} = W_{\text{сер}} * 0,25,$$

де $W_{\text{сер}}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Після реконструкції			Разом
		Л-1	Л-2	Л-1	
	КТП-50			КТП-50	
	Л-1	Л-1	Л-2	Л-1	
Встановлена потужність трансформатора, кВА	100,00	new		old	
Додатковий трансформатор, МВА		100,00		100,00	
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	2,62				
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції, км		0,38	0,58	1,67	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	1,10	0,21	0,29	0,49	
К-ть ліній, штук	1,00	1,00	1,00	1,00	
Опір ліній з проводами А-, Ом (0.85 Ом/км)	2,23	0,30	0,50	1,42	
Втрати неробочого ходу т-ра, кВт	0,37	0,37		0,37	
Втрати короткого замикання т-ра, кВт	1,97	1,97		1,97	
Спожито електроенергії, кВт за місяць	8725,00	1047,00	2443,00	5235,00	
Кількість споживачів	50,00	6,00	14,00	30,00	
Середнє навантаження лінії, кВА	12,12	1,45	3,39	7,27	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	6543,75	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	17898,00	34,83	312,89	4104,18	4448,99
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	253,42	40,56		94,23	131,78
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	3197,40	3197,40		3197,40	6394,80
Сумарні втрати електроенергії, кВт*год	21348,81	3585,78		7389,79	10975,57
Ефективність, кВт*год					10373,24
Ефективність, тис. грн					19,94
Вартість інвестицій, тис. грн					362,58
Термін окупності, роки					18,18

1.2.1.1.8 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-93 с.Перерісль Надвірнянського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-93 с.Перерісль Надвірнянського району введена в експлуатацію в 1976 році, загальною довжиною 1,87 км та живить 95 споживачів. Фазна напруга в кінцевих споживачів 170-180 В. На ТП-93 встановлена потужність трансформатора 100 кВА, завантаженість трансформатора складає 74 %. Фазна напруга на ТП 235-240 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-93 с.Перерісль Надвірнянського району» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-93 с.Перерісль Надвірнянського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-93 с.Перерісль Надвірнянського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ».

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 466,48 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 363,85 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації визначається як:

$$\text{Окупність, роки} = \frac{\text{Розмір інвестиції, тис.грн}}{\text{Щорічний прибуток, тис.грн}}$$

Щорічний прибуток обчислимо, виходячи з величини сукупного економічного ефекту від впровадження заходу за 2018 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{\text{л}} = (P_{\text{сер}}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ – питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{\text{кз}} = (P_{\text{сер}}/P_{\text{тр}})^2 * P_{\text{кз}} * 8760$, де

$P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{\text{тр}}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{\text{кз}}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{\text{нх}} = P_{\text{нх}} * 8760$, де $P_{\text{кз}}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$$W_{\text{нн}} = W_{\text{сер}} * 0,25,$$

де $W_{\text{сер}}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Після реконструкції			Разом
		Л-1	Л-2	Л-1	
	КТП-93			КТП-93	
	Л-1	Л-1	Л-2	Л-1	
Встановлена потужність трансформатора,кВА	100,00	new		old	
Додатковий трансформатор,МВА		100,00		100,00	
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	1,87				
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції, км		0,85	0,62	0,76	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	1,36	0,59	0,36	0,39	
К-ть ліній ,штук	1,00	1,00	1,00	1,00	
Опір ліній з проводами А-, Ом (0.85 Ом/км)	1,58	0,72	0,44	0,65	
Втрати неробочого ходу т-ра,кВт	0,37	0,37		0,37	
Втрати короткого замикання т-ра,кВт	1,97	1,97		1,97	
Спожиго електроенергії, кВт за місяць	13296,00	6438,06	2939,12	3918,62	
Кількість споживачів	95,00	48,00	21,00	28,00	
Середнє навантаження ліній, кВА	18,47	8,94	4,08	5,44	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	9972,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	29677,11	3147,89	400,92	1050,52	4599,33
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	586,50	292,72		51,12	343,84
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	3197,40	3197,40		3197,40	6394,80
Сумарні втрати електроенергії,кВт*год	33463,02	7038,93		4299,04	11337,97
Ефективність, кВт*год					22125,05
Ефективність, тис.грн					38,99
Вартість інвестицій, тис.грн					466,48
Термін окупності, роки					12,61

1.2.1.1.9 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-199 с.Раківчик Коломийського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-3 від ТП-199, с.Раківчик, Коломийського району введена в експлуатацію в 1978 році, загальною довжиною 3,955 км та живить 64 споживачі. Фазна напруга в кінцевих споживачів 180-185 В. На ТП-199 встановлена потужність трансформатора 250 кВА, завантаженість трансформатора складає 64 %. Фазна напруга на ТП 230-240 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-3 від ТП-199 с.Раківчик Коломийського району» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-3 від ТП-199 с.Раківчик Коломийського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-199 с.Раківчик Коломийського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ».

Згідно розробленої проектно-копторисної документації загальна вартість робіт складає 696,50 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 543,27 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2018 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{л} = (P_{сер}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ – питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{кз} = (P_{сер}/P_{тр})^2 * P_{кз} * 8760$, де

$P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{тр}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{кз}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{нх} = P_{нх} * 8760$, де $P_{кз}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$$W_{нн} = W_{сер} * 0,25,$$

де $W_{сер}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Після реконструкції			Разом
		Л-3	Л-1	Л-2	
	КТП-199			КТП-199	
	Л-3	Л-1	Л-2	Л-3	
Встановлена потужність трансформатора, кВА	250,00	new		old	
Додатковий трансформатор, МВА		100,00		250,00	
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	3,96				
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції, км		0,88	0,88	2,33	
Довжина ліній по магістралі 0.4 кВ, км	2,08	0,55	0,38	1,52	
К-ть ліній ,штук	1,00	1,00	1,00	1,00	
Опір ліній з проводами А-, Ом (0.85 Ом/км)	3,36	0,75	0,74	1,98	
Втрати неробочого ходу т-ра, кВт	0,82	0,37		0,82	
Втрати короткого замикання т-ра, кВт	3,70	1,97		3,70	
Спожито електроенергії, кВт за місяць	10843,00	1356,38	847,11	8640,52	
Кількість споживачів	64,00	8,00	5,00	51,00	
Середнє навантаження лінії, кВА	15,06	1,68	1,18	12,00	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	8132,25	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	41742,98	145,12	56,43	15616,13	15817,68
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	117,61	16,15		74,69	90,83
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	7183,20	3187,40		7183,20	10380,60
Сумарні втрати електроенергії, кВт*год	49043,80	3415,10		22874,01	26269,12
Ефективність, кВт*год					22754,68
Ефективність, тис.грн					35,09
Вартість інвестицій, тис.грн					686,50
Термін окупності, роки					19,85

1.2.1.1.10 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-37, с.Підгайчики, Коломийського району, та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-37 с.Підгайчики Коломийського району введена в експлуатацію в 1980 році, загальною довжиною 1,732 км та живить 46 споживачів. Фазна напруга в кінцевих споживачів 170-180 В. На ТП-37 встановлена потужність трансформатора 160 кВА, завантаженість трансформатора складає 59 %. Фазна напруга на ТП 230-240 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-37 с.Підгайчики Коломийського району» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-37 с.Підгайчики Коломийського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-37 с.Підгайчики Коломийського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ».

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 458,64 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 357,74 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2018 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{л} = (P_{сер}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ – питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{кз} = (P_{сер}/P_{тр})^2 * P_{кз} * 8760$, де

$P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{тр}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{кз}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{нх} = P_{нх} * 8760$, де $P_{кз}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$$W_{нн} = W_{сер} * 0,25,$$

де $W_{сер}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Після реконструкції			Разом
	КТП-37			КТП-37	
	Л-1	Л-1	Л-2	Л-1	
Встановлена потужність трансформатора,кВА	160,00	new			old
Додатковий трансформатор,МВА		100,00			160,00
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	1,55				
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції,км		0,71	0,37	0,75	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	1,19	0,49	0,21	0,51	
К-ть ліній , штук	1,00	1,00	1,00	1,00	
Спір ліній з проводами А-, Ом (0.85 Ом/км)	1,32	0,60	0,31	0,64	
Втрати неробочого ходу т-ра,кВт	0,41	0,37		0,41	
Втрати короткого замикання т-ра,кВт	2,66	1,97		2,65	
Споживо електроенергії, кВт за місяць	11882,00	2841,35	1033,22	8007,43	
Кількість слюживачів	46,00	11,00	4,00	31,00	
Середнє навантаження ліній, кВА	16,50	3,95	1,44	11,12	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	6911,50	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	19619,51	515,30	35,17	4317,04	4867,51
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	246,96	49,97		112,16	162,13
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	3591,60	3197,40		3591,60	6789,00
Сумарні втрати електроенергії,кВт*год	23458,07	3797,84		8020,80	11818,64
Ефективність, кВт*год					11639,43
Ефективність, тис.грн					24,56
Вартість інвестицій, тис.грн					458,64
Термін окупності, роки					18,67

1.2.1.1.11 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-285, с.Виноград, Коломийського району, та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-285 с.Виноград Коломийського району введена в експлуатацію в 1978 році, загальною довжиною 3,398 км та живить 44 споживачі. Фазна напруга в кінцевих споживачів 170-175 В. На ТП-285 встановлена потужність трансформатора 250 кВА, завантаженість трансформатора складає 74 %. Фазна напруга на ТП 230-240 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-285 с.Виноград Коломийського району» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-285 с.Виноград Коломийського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-285 с.Виноград Коломийського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ».

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 1121,21 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 817,07 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2018 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{\text{л}} = (P_{\text{сер}}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ – питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{\text{кз}} = (P_{\text{сер}}/P_{\text{тр}})^2 * P_{\text{кз}} * 8760$, де

$P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{\text{тр}}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{\text{кз}}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{\text{нх}} = P_{\text{нх}} * 8760$, де $P_{\text{кз}}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$$W_{\text{нн}} = W_{\text{сер}} * 0,25,$$

де $W_{\text{сер}}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Після реконструкції		Разом
	КТП-285		КТП-285	
	Л-2	Л-1	Л-2	
		new	old	
Встановлена потужність трансформатора, кВА	250,00			
Додатковий трансформатор, МВА		100,00	250,00	
Довжина ліній 0,4кВ до реконструкції, км	2,79			
Довжина ліній 0,4кВ після реконструкції, км		1,60	1,08	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	1,36	0,56	0,41	
К-ть ліній ,штук	1,00	1,00	1,00	
Опір лінії з проводами А-, Ом (0.85 Ом/км)	2,37	1,36	0,82	
Втрати неробочого ходу т-рах, кВт	0,82	0,37	0,82	
Втрати короткого замикання т-ра, кВт	3,70	1,97	3,70	
Споживо електроенергії, кВт за місяць	15635,00	6751,48	8883,52	
Кількість споживачів	44,00	19,00	25,00	
Середнє навантаження лінії, кВА	21,72	9,38	12,34	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	11726,25	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	61138,52	6543,11	7872,50	14215,61
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	244,54	151,74	78,96	230,69
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	7183,20	3197,40	7183,20	10380,60
Сумарні втрати електроенергії, кВт*год	68566,27	9892,25	14934,65	24826,90
Ефективність, кВт*год				43739,37
Ефективність, тис.грн				62,02
Вартість інвестицій, тис.грн				1121,21
Термін окупності, роки				18,08

1.2.1.1.12 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-234 с.Черемхів Коломийського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуючі ПЛ-0,4 кВ від ТП-234 Л-2 та від ТП-239 Л-1 с.Черемхів Коломийського району введені в експлуатацію в 1983 році, Л-2 від ТП-234 загальною довжиною 3,172 км та Л-1 від ТП-239 загальною довжиною 2,41 км. Фазна напруга в кінцевих споживачів 170-180 В. На ТП-234 встановлена потужність трансформатора 100 кВА, на ТП-239 - 160 кВА, завантаженість трансформатора складає, відповідно, 61% та 80 %. Фазна напруга на ТП 235-240 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-1 та Л-2 від ТП-234 с.Черемхів Коломийського району» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-234 с.Черемхів Коломийського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-234 с.Черемхів Коломийського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ»

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 500,01 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 390,01 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2018 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{\text{л}} = (P_{\text{сер}}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ – питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{\text{кз}} = (P_{\text{сер}}/P_{\text{тр}})^2 * P_{\text{кз}} * 8760$, де

$P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{\text{тр}}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{\text{кз}}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{\text{нх}} = P_{\text{нх}} * 8760$, де $P_{\text{кз}}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$$W_{\text{нн}} = W_{\text{сер}} * 0,25,$$

де $W_{\text{сер}}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Існуюча 2	Після реконструкції			Разом
			КТП-234	КТП-239	КТП-234	
	Л-2	Л-1	Л-1	Л-2	Л-1	
Встановлена потужність трансформатора, кВА	100,00	160,00	new	old		
Додатковий трансформатор, МВА			100,00	100,00	160,00	
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	3,17	2,41				
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції, км			1,30	2,04	2,15	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	2,01	1,78	0,61	1,16	1,53	
К-ть ліній ,штук	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
Опір ліній з провідями А-, Ом (0.65 Ом/км)	2,70	2,81	1,11	2,38	2,50	
Втрати неробочого ходу т-ра, кВт	0,37	0,41	0,37	0,37	0,41	
Втрати короткого замикання т-ра, кВт	1,97	2,65	1,97	1,97	2,65	
Спожито електроенергії, кВт за місяць	13108,00	16645,00	4630,79	9406,29	14615,92	
Кількість споживачів	91,00	107,00	32,00	65,00	101,00	
Середнє навантаження лінії, кВА	18,21	21,59	6,43	13,06	20,30	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	9831,00	11658,75	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	48926,49	71654,51	2506,45	22251,66	56406,26	81164,38
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	571,98	422,69	71,39	294,54	373,68	739,60
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	3197,40	3591,60	3197,40	3197,40	3591,60	9986,40
Сумарні втрати електроенергії, кВт*год	52095,87	75668,81	5778,24	25743,60	60371,64	91890,38
Ефективність, кВт*год						38474,30
Ефективність, тис.грн						68,01
Вартість інвестицій, тис.грн						500,01
Термін окупності, роки						7,35

1.2.1.1.13 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-511 с.Гвіздець Коломийського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-511 с.Гвіздець Коломийського району введена в експлуатацію в 1976 році, загальною довжиною 2,414 км та живить 61 споживача. Фазна напруга в кінцевих споживачів 170-180 В. На ТП-511 встановлена потужність трансформатора 250 кВА, завантаженість трансформатора складає 62 %. Фазна напруга на ТП 230-240 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-511 с.Гвіздець Коломийського району» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-511 с.Гвіздець Коломийського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-511 с.Гвіздець Коломийського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ»

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 383,73 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 299,31 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2018 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{л} = (P_{сер}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ - питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{кз} = (P_{сер}/P_{тр})^2 * P_{кз} * 8760$, де

$P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{тр}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{кз}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{нх} = P_{нх} * 8760$, де $P_{кз}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$$W_{нн} = W_{сер} * 0,25,$$

де $W_{сер}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Після реконструкції				Разом
		Л-1	Л-2	Л-3	Л-2	
	ЗТП-511				ЗТП-511	
	Л-2				Л-2	
Встановлена потужність трансформатора, кВА	250,00	new			old	
Додатковий трансформатор, МВА		100,00			250,00	
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	2,41					
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції, км		1,41	0,16	0,35	0,63	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	1,62	0,77	0,16	0,35	0,34	
К-ть ліній, штук	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
Опір ліній з провадами А-, Ом (0.85 Ом/км)	2,81	1,64	0,18	0,40	0,73	
Втрати неробочого ходу т-ра, кВт	0,82	0,37			0,82	
Втрати короткого замикання т-ра, кВт	3,70	1,97			3,70	
Спожито електроенергії, кВт за місяць	27239,00	10718,98	2340,00	3187,00	10791,53	
Кількість слюживачів	81,00	24,00	1,00	1,00	35,00	
Середнє навантаження лінії, кВА	37,83	14,88	3,25	4,43	14,99	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	20429,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	220376,18	19911,37	105,77	431,15	8955,53	29403,83
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	742,24	878,40			118,80	994,90
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	7183,20	3197,40			7183,20	10380,60
Сумарні втрати електроенергії, кВт*год	228301,81	24524,09			16255,23	40779,33
Ефективність, кВт*год						187522,29
Ефективність, тис. грн						224,38
Вартість інвестицій, тис. грн						363,73
Термін окупності, роки						1,71

1.2.1.1.14 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-94 с.Годи Коломийського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-94 с.Годи Коломийського району введена в експлуатацію в 1967 році, загальною довжиною 2,244 км та живить 66 споживачів. Фазна напруга в кінцевих споживачів 180-185 В. На ТП-94 встановлена потужність трансформатора 160 кВА, завантаженість трансформатора складає 73 %. Фазна напруга на ТП 230-240 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-94 с.Годи Коломийського району» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-94 с.Годи Коломийського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-94 с.Годи Коломийського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ»

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 509,46 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 397,38 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2018 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{л} = (P_{сер}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ – питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{кз} = (P_{сер}/P_{тр})^2 * P_{кз} * 8760$, де

$P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{тр}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{кз}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{нх} = P_{нх} * 8760$, де $P_{кз}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$$W_{нн} = W_{сер} * 0,25,$$

де $W_{сер}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Після реконструкції			Разом
		КТП-94		КТП-94	
	Л-2	Л-1	Л-2	Л-2	
Встановлена потужність трансформатора, кВА	160,00	new		old	
Додатковий трансформатор, МВА		100,00		160,00	
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	2,24				
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції, км		0,67	1,15	0,74	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	1,20	0,49	0,80	0,32	
К-ть ліній, штук	1,00	1,00	1,00	1,00	
Спір лінії з проводами А-, Ом (0,85 Ом/км)	1,91	0,57	0,97	0,63	
Втрати неробочого ходу т-ра, кВт	0,41	0,37		0,41	
Втрати короткого замикання т-ра, кВт	2,65	1,97		2,65	
Споживто електроенергії, кВт за місяць	10885,00	3133,56	2803,71	4947,73	
Кількість споживачів	66,00	19,00	17,00	30,00	
Середнє навантаження лінії, кВА	15,12	4,35	3,89	6,87	
Втрати через нев्याїсну напругу, кВт*год за рік	8183,75	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	23868,10	587,95	808,70	1630,62	3027,28
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	207,25	117,35		42,82	160,17
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	3591,60	3187,40		3591,60	6789,00
Сумарні втрати електроенергії, кВт*год	27666,95	4711,40		5285,04	9976,45
Ефективність, кВт*год					17690,50
Ефективність, тис. грн					29,84
Вартість інвестицій, тис. грн					509,46
Термін окупності, роки					17,07

1.2.1.1.15 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-11 с.Ст.Лисець Тисменицького району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-11 с.Ст.Лисець Тисменицького району введена в експлуатацію в 1988 році, загальною довжиною 1,626 км та живить 79 споживачів. Фазна напруга в кінцевих споживачів 175-180 В. На ТП-11 встановлена потужність трансформатора 250 кВА, завантаженість трансформатора складає 78 %. Фазна напруга на ТП 240-245 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-11 с.Ст.Лисець Тисменицького району» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-11 с.Ст.Лисець Тисменицького району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-11 с.Ст.Лисець Тисменицького району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ»

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 260,36 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 202,53 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2018 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{\text{л}} = (P_{\text{сер}}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ - питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{\text{кз}} = (P_{\text{сер}}/P_{\text{тр}})^2 * P_{\text{кз}} * 8760$, де

$P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{\text{тр}}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{\text{кз}}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{\text{нх}} = P_{\text{нх}} * 8760$, де $P_{\text{кз}}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$$W_{\text{нн}} = W_{\text{сер}} * 0,25,$$

де $W_{\text{сер}}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Після реконструкції				Разом
		Л-1	Л-2	Л-3	Л-2	
	КТП-11				КТП-11	
	Л-2	Л-1	Л-2	Л-3	Л-2	
Встановлена потужність трансформатора, кВА	250,00	new			old	
Додатковий трансформатор, МВА		160,00				250,00
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	1,63					
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції, км		0,11	0,24	0,91	0,53	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	4,37	0,11	0,19	0,59	0,34	
К-ть ліній ,штук	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
Опір ліній з проводами А-, Ом (0.85 Ом/км)	1,89	0,13	0,28	1,08	0,62	
Втрати неробочого ходу т-ра, кВт	0,82	0,41				0,82
Втрати короткого замикання т-ра, кВт	3,70	2,65				3,70
Спожило електроенергії, кВт за місяць	14830,00	2064,94	2828,10	6007,00	4129,87	
Кількість споживачів	79,00	11,00	14,00	32,00	22,00	
Середнє навантаження лінії, кВА	20,80	2,87	3,65	8,34	5,74	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	11122,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	43999,52	56,86	203,96	4058,07	1112,23	5430,92
ТВЕ в ід навантаження в т-рах, кВт*год	220,01	200,27			17,06	217,34
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	7183,20	3591,60			7183,20	10774,60
Сумарні втрати електроенергії, кВт*год	51402,73	8110,56			8312,49	16423,05
Ефективність, кВт*год						34979,67
Ефективність, тис. грн						52,03
Вартість інвестицій, тис. грн						260,38
Термін окупності, роки						5,00

1.2.1.1.16 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-468 с.Клузів Тисменицького району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуючі ПЛ-0,4 кВ Л-5 від ТП-468, Л-3 та Л-7 від ТП-595 с.Клузів Тисменицького району введені в експлуатацію в 1968 році, загальною довжиною 5,088 км та живить 168 споживачів. Фазна напруга в кінцевих споживачів 175-180 В. На ТП-468 встановлена потужність трансформатора 250 кВА, на ТП-595 - 400 кВА, завантаженість трансформатора складає, відповідно 78 % та 62 %. Фазна напруга на ТП 230-240 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-5 від ТП-468 с.Клузів Тисменицького району» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-5 від ТП-468 с.Клузів Тисменицького району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-468 с.Клузів Тисменицького району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ»

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 1549,44 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 984,10 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2018 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{\text{л}} = (P_{\text{сер}}/U)^2 \cdot \rho \cdot l \cdot 8760$,

де $P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ - питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{\text{кз}} = (P_{\text{сер}}/P_{\text{тр}})^2 \cdot P_{\text{кз}} \cdot 8760$, де

$P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{\text{тр}}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{\text{кз}}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{\text{нх}} = P_{\text{нх}} \cdot 8760$, де $P_{\text{кз}}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$$W_{\text{н}} = W_{\text{сер}} \cdot 0,25,$$

де $W_{\text{сер}}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Існуюча 2	Існуюча 3	Після реконструкції							Разом				
				КТП-498								КТП-595		КТП-695	
				Л-5	Л-3	Л-7	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4		Л-5	Л-3	Л-7	
Встановлена потужність трансформатора, кВА	250,00	400,00	400,00	псм							old				
Довжковий трансформатор, МВА				400,00					250,00	400,00	400,00				
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	1,80	2,27	1,02												
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції, км				0,96	0,66	0,54	0,37	0,92	1,07	0,69					
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	0,95	1,68	0,89	0,54	0,31	0,36	0,22	0,55	0,81	0,48					
К-ть піній, штук	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00			
Опір ліній з провідниками А-, Ом (0.85 Ом/км)	2,10	2,64	1,18	0,82	0,56	0,63	0,43	0,78	0,91	0,58					
Втрати неробочого ходу т-рах, кВт	0,82	1,05	1,05	1,05				0,82	1,05	1,05					
Втрати короткого замикання т-рах, кВт	3,70	5,50	5,50	5,50				3,70	5,50	5,50					
Споживо електроенергії, кВт за місяць	9349,00	18842,00	9467,00	5575,11	3136,00	1045,33	1916,44	9226,67	6272,00	6097,78					
Кількість споживачів	62,00	60,00	46,00	32,00	16,00	6,00	11,00	30,00	36,00	35,00					
Середнє навантаження ліній, кВА	12,08	26,17	13,15	7,74	4,38	1,45	2,88	7,26	8,71	8,47					
Втрати через невідносну напругу, кВт*год за рік	7011,75	14131,60	7100,25	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00		1,00			
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	10368,19	99157,36	11214,78	2684,23	580,92	72,33	164,84	2243,93	3785,69	2286,50		11818,55			
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	87,44	208,22		44,00				27,33	22,85			94,26			
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	7183,20	9198,00		9198,00				7183,20	9198,00			25579,20			
Сумарні втрати електроенергії, кВт*год	26638,83	108561,57	11214,78	12807,23				9454,40	13006,54	2286,50		37492,00			
Ефективність, кВт*год												108923,18			
Ефективність, тис. грн												153,11			
Вартість інвестицій, тис. грн												1549,44			
Термін окупності, роки												10,12			

1.2.1.1.17 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-595, с.Клузів, Тисменицького району, та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуючі ПЛ-0,4 кВ Л-2, Л-4 та Л-10 від ТП-595, Л-3 від ТП-468 с.Клузів Тисменицького району введені в експлуатацію в 1968 році, загальною довжиною 5,473 км та живить 184 споживачі. Фазна напруга в кінцевих споживачів 175-180 В. На ТП-468 встановлена потужність трансформатора 250 кВА, на ТП-595 - 400 кВА, завантаженість трансформатора складає, відповідно 78 % та 62 %. Фазна напруга на ТП 230-240 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-7 від ТП-595 с.Клузів Тисменицького району» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-7 від ТП-595 с.Клузів Тисменицького району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-595 с.Клузів Тисменицького району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ»

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 1503,89 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 666,32 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2018 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{\text{л}} = (P_{\text{сер}}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ - питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{\text{кз}} = (P_{\text{сер}}/P_{\text{тр}})^2 * P_{\text{кз}} * 8760$, де

$P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{\text{тр}}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{\text{кз}}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{\text{нх}} = P_{\text{нх}} * 8760$, де $P_{\text{кз}}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$$W_{\text{нн}} = W_{\text{сер}} * 0,25,$$

де $W_{\text{сер}}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Існуюча 2	Існуюча 3	Існуюча 4	Після реконструкції										Разом
	КТП-596	КТП-595	КТП-596	КТП-498						КТП-595	КТП-496	КТП-595	КТП-498		
	Л-2	Л-4	Л-10	Л-3	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	Л-5	Л-2	Л-4	Л-10	Л-3		
Встановлена потужність трансформатора, кВА	400,00	400,00	400,00	260,00	new										old
Додатковий трансформатор, МВА				400,00							400,00	400,00	400,00	260,00	
Довжина ліній 0,4кВ до реконструкції, км	1,03	0,98	1,35	2,11											
Довжина ліній 0,4кВ після реконструкції, км					0,32	0,03	0,77	0,63	0,67	3,06	0,72	0,76	0,64		
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	0,75	0,75	2,10	1,52	0,25	0,75	0,61	0,50	0,52	1,95	0,42	0,51	0,52		
К-ть ліній, штук	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00		
Опір повітря провідників A_1 , Ом (0,85 Ом/км)	1,20	1,14	1,58	2,46	0,27	0,79	0,99	0,73	0,60	3,95	0,84	0,88	0,74		
Втрати неробочого ходу т-ра, кВт	1,05	1,06	1,05	0,82	1,05					1,05	1,05	1,05	0,82		
Втрати короткого замикання т-ра, кВт	5,50	5,50	5,50	3,70	5,50					5,50	5,50	5,50	3,70		
Споживо електроенергії, кВт за місяць	12492,00	7303,00	15845,00	10740,00	3256,42	8512,83	1763,46	8512,83	4806,88	7013,92	3757,40	6512,83	6282,34		
Кількість споживачів	46,00	28,00	52,00	50,00	13,00	25,00	7,00	26,00	16,00	28,00	15,00	26,00	25,00		
Середнє навантаження ліній, кВА	17,35	10,14	22,01	14,62	4,52	9,05	2,44	9,05	6,26	9,74	5,22	9,05	5,70		
Втрати через налісну напругу, кВт*год за рік	6369,06	6477,25	11883,75	8855,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	9,00	0,00	0,00	6,00	1,00	
Втрати електроенергії в ліній, кВт*год	19737,96	9424,33	41826,18	29974,20	300,82	3626,86	289,40	3287,95	1426,90	18491,23	1264,17	3060,78	3078,00	35906,49	
ТВЕ від навантаження в т-ра, кВт*год	90,09			195,36	53,44					28,58			39,23	123,24	
ТВЕ неробочого ходу в т-ра, кВт*год	9186,00			7183,20	9186,99					9186,00			7183,20	28079,28	
Сукупні втрати електроенергії, кВт*год	29026,06	6424,37	41826,18	31272,79	13084,12					27717,80	1254,17	3850,78	10396,99	61816,03	
Ефективність, кВт*год														53236,00	
Ефективність, тжс.грн														79,87	
Вартість інвестицій, тжс.грн														1603,89	
Термін окупності, роки														18,83	

1.2.1.1.18 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-108 с.Завій Калуського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-108 с. Завій Калуського району введена в експлуатацію в 1974 році, загальною довжиною 2,358 км та живить 56 споживачів. Фазна напруга в кінцевих споживачів 165-175 В. На ТП-108 встановлена потужність трансформатора 160 кВА, завантаженість трансформатора складає 72 %. Фазна напруга на ТП 230-235 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-108 с.Завій Калуського району» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-108 с. Завій Калуського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-108 с.Завій Калуського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ».

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 465,54 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 332,86 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2018рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{л} = (P_{сер}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ - питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{кз} = (P_{сер}/P_{тр})^2 * P_{кз} * 8760$, де

$P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{тр}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{кз}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{нх} = P_{нх} * 8760$, де $P_{кз}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$$W_{нн} = W_{сер} * 0,25,$$

де $W_{сер}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Після реконструкції			Разом
		КТП-108		КТП-108	
	Л-2	Л-1	Л-2	Л-2	
Встановлена потужність трансформатора, кВА	160,00	new		old	
Додатковий трансформатор, МВА		63,00		160,00	
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	2,36				
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції, км		0,57	0,87	0,90	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	1,86	0,35	0,51	0,82	
К-ть ліній ,штук	1,00	1,00	1,00	1,00	
Спір ліній з проводами А-, Ом (0.85 Ом/км)	2,00	0,49	0,74	0,76	
Втрати неробочого ходу т-ра, кВт	0,41	0,28		0,41	
Втрати короткого замикання т-ра, кВт	2,65	1,28		2,65	
Споживо електроенергії, кВт за місяць	9658,00	1724,64	2758,43	5173,93	
Кількість споживачів	56,00	10,00	16,00	30,00	
Середнє навантаження лінії, кВА	13,41	2,40	3,83	7,19	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	7243,50	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	19744,96	153,00	593,33	2153,21	2889,54
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	163,16	109,58		46,83	156,40
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	3591,60	2242,56		3591,60	5834,16
Сумарні втрати електроенергії, кВт*год	23499,72	3098,48		5791,64	8890,10
Ефективність, кВт*год					14609,62
Ефективність, тис. грн					25,34
Вартість інвестицій, тис. грн					465,54
Термін окупності, роки					18,37

1.2.1.1.19 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-18 с.Збора Калуського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-4 від ТП-18 с. Збора Калуського району введена в експлуатацію в 1978 році, загальною довжиною 2,093 км та живить 79 споживачів. Фазна напруга в кінцевих споживачів 175-185 В. На ТП-18 встановлена потужність трансформатора 250 кВА, завантаженість трансформатора складає 71 %. Фазна напруга на ТП 230-235 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-4 від ТП-18 с.Збора Калуського району» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-4 від ТП-18 с. Збора Калуського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-18 с.Збора Калуського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ».

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 1206,64 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 979,43 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2018рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{л} = (P_{сер}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ - питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{кз} = (P_{сер}/P_{тр})^2 * P_{кз} * 8760$, де

$P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{тр}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{кз}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{нх} = P_{нх} * 8760$, де $P_{кз}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$$W_{нн} = W_{сер} * 0,25,$$

де $W_{сер}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Після реконструкції			Разом
	КТП-18			КТП-18	
	Л-4	Л-1	Л-2	Л-4	
Встановлена потужність трансформатора,кВА	250,00	new		old	
Додатковий трансформатор, МВА		100,00		250,00	
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	2,09				
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції, км		0,95	0,74	0,84	
Довжина ліній по магістрі 0,4 кВ, км	1,96	0,75	0,54	0,56	
К-ть ліній ,штук	1,00	1,00	1,00	1,00	
Опір лінії з проводами А-, Ом (0.85 Ом/км)	1,78	0,81	0,82	0,72	
Втрати неробочого ходу т-ра,кВт	0,82	0,37		0,82	
Втрати короткого замикання т-ра,кВт	3,70	1,97		3,70	
Спожито електроенергії, кВт за місяць	17335,00	8557,78	3949,75	4827,47	
Кількість споживачів	79,00	39,00	18,00	22,00	
Середнє навантаження лінії, кВА	24,08	11,89	5,49	6,70	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	13001,25	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	56461,83	6252,32	1029,36	1766,71	9047,38
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	300,61	520,77		23,31	544,09
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	7183,20	3197,40		7183,20	10380,60
Сумарні втрати електроенергії,кВт*год	63845,66	10999,85		8972,22	18972,07
Ефективність, кВт*год					43973,58
Ефективність, тис.грн					64,04
Вартість інвестицій,тис.грн					1206,64
Термін окупності, роки					18,84

1.2.1.1.20 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-57 с.Грабів Рожнятівського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-57 с. Грабів Рожнятівського району введена в експлуатацію в 1990 році, загальною довжиною 2,792 км та живить 94 споживача. Фазна напруга в кінцевих споживачів 180-185 В. На ТП-57 встановлена потужність трансформатора 250 кВА, завантаженість трансформатора складає 77 %. Фазна напруга на ТП 235-240 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-57 с.Грабів Рожнятівського району» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-57 с. Грабів Рожнятівського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-57 с.Грабів Рожнятівського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ».

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 1131,78 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 916,74 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2018 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{\text{л}} = (P_{\text{сер}}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ – питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{\text{кз}} = (P_{\text{сер}}/P_{\text{тр}})^2 * P_{\text{кз}} * 8760$, де

$P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{\text{тр}}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{\text{кз}}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{\text{нх}} = P_{\text{нх}} * 8760$, де $P_{\text{кз}}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$$W_{\text{нн}} = W_{\text{сер}} * 0,25,$$

де $W_{\text{сер}}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Після реконструкції			Разом
		КТП-57			
		Л-1	Л-2	Л-2	
	Л-2			КТП-57	
		Л-1	Л-2	Л-2	
Встановлена потужність трансформатора, кВА	250,00	new		old	
Додатковий трансформатор, МВА		100,00		250,00	
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	2,79				
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції, км		1,45	0,44	0,96	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	1,96	1,17	0,33	0,69	
К-ть ліній , штук	1,00	1,00	1,00	1,00	
Опір ліній з проводами А-, Ом (0.85 Ом/км)	2,37	1,23	0,37	0,81	
Втрати неробочого ходу т-ра, кВт	0,82	0,37		0,82	
Втрати короткого замикання т-ра, кВт	3,70	1,97		3,70	
Спожило електроенергії, кВт за місяць	15098,00	7709,62	2569,87	4818,51	
Кількість споживачів	94,00	48,00	16,00	30,00	
Середнє навантаження лінії, кВА	20,97	10,71	3,57	6,69	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	11323,50	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	57133,70	7710,30	260,27	1996,78	9967,35
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	228,03	361,76		23,23	374,99
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	7183,20	3197,40		7183,20	10380,60
Сумарні втрати електроенергії, кВт*год	64544,93	11519,74		9203,20	20722,94
Ефективність, кВт*год					43821,99
Ефективність, тис.грн					81,54
Вартість інвестицій, тис.грн					1131,78
Термін окупності, роки					18,39

1.2.1.1.21 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-353 с.Княздвiр Коломийського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-353 с. Княздвiр Коломийського району введена в експлуатацію в 1970 році, загальною довжиною 1,703 км та живить 79 споживачів. Фазна напруга в кінцевих споживачів 170-180 В. На ТП-353 встановлена потужність трансформатора 160 кВА, завантаженість трансформатора складає 66 %. Фазна напруга на ТП 230-240 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-353 с. Княздвiр Коломийського району» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-353 с. Княздвiр Коломийського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-353 с. Княздвiр Коломийського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ».

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 738,14 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 597,89 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2018рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $V_{л} = (P_{сер}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ - питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $V_{кз} = (P_{сер}/P_{тр})^2 * P_{кз} * 8760$, де

$P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{тр}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{кз}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$V_{нх} = P_{нх} * 8760$, де $P_{кз}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$$V_{нн} = W_{сер} * 0,25,$$

де $W_{сер}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Після реконструкції			Разом
		Л-1	Л-2	Л-2	
	КТП-353			КТП-353	
	Л-2	Л-1	Л-2	Л-2	
Встановлена потужність трансформатора, кВА	160,00	new		old	
Додатковий трансформатор, МВА		100,00		160,00	
Довжина ліній 0,4кВ до реконструкції, км	1,70				
Довжина ліній 0,4кВ після реконструкції, км		0,58	0,24	0,89	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	1,00	0,47	0,20	0,55	
К-ть ліній , штук	1,00	1,00	1,00	1,00	
Спір лінії з проводами А-, Ом (0.85 Ом/км)	1,45	0,48	0,20	0,76	
Втрати неробочого ходу т-ра, кВт	0,41	0,37		0,41	
Втрати короткого замикання т-ра, кВт	2,65	1,97		2,65	
Споживто електроенергії, кВт за місяць	14959,00	5491,28	1325,48	8142,24	
Кількість споживачів	79,00	29,00	7,00	43,00	
Середнє навантаження лінії, кВА	20,78	7,63	1,84	11,31	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	11219,25	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	34210,37	1564,63	37,38	5290,88	6892,89
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	391,43	154,68		115,97	270,66
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	3581,80	3197,40		3581,80	6789,00
Сумарні втрати електроенергії, кВт*год	38193,40	4954,10		8998,44	13952,55
Ефективність, кВт*год					24240,85
Ефективність, тис.грн					40,94
Вартість інвестицій, тис.грн					738,14
Термін окупності, роки					18,03

1.2.1.1.22 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-6 Л-2, ТП-4 Л-6 м.Яремче та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуючі ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-6 та Л-6 від ТП-4 м. Яремче введені в експлуатацію в 1965 році, загальною довжиною 3,936 км та живить 144 споживачі. Фазна напруга в кінцевих споживачів 170-180 В. На ТП-6 встановлена потужність трансформатора 250 кВА, на ТП-4 – 400 кВА, завантаженість трансформатора складає, відповідно, 79 % та 68 %. Фазна напруга на ТП 230-235 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-6 та Л-6 від ТП-4 м. Яремче» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-6 та Л-6 від ТП-4 м. Яремче із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження Л-2 від ТП-6 та Л-6 від ТП-4 м. Яремче та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ».

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 711,54 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 576,35 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2018рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{л} = (P_{сер}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ - питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{кз} = (P_{сер}/P_{тр})^2 * P_{кз} * 8760$, де

$P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{тр}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{кз}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{нх} = P_{нх} * 8760$, де $P_{кз}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$$W_{нн} = W_{сер} * 0,25,$$

де $W_{сер}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча		Після реконструкції				Разом
	1	2					
	ЗТП-4	ГКТП-6			ЗТП-4	ГКТП-6	
	Л-6	Л-2	Л-1	Л-2	Л-6	Л-2	
Встановлена потужність трансформатора,кВА	400,00	250,00	new		old		
Додатковий трансформатор,МВА			100,00		400,00	250,00	
Довжина ліній 0,4кВ до реконструкції, км	1,84	2,10					
Довжина ліній 0,4кВ після реконструкції,км			1,03	1,21	0,63	1,43	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	1,34	1,47	0,82	0,82	0,50	0,98	
К-ть ліній ,шту к	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
Опір лінії з проводами А-, Ом (0.85 Ом/км)	1,56	2,44	0,87	1,03	0,73	1,67	
Втрати неробочого ходу т-ра,кВт	1,05	0,82	0,37		1,05	0,82	
Втрати короткого замикання т-ра,кВт	5,50	3,70	1,97		5,50	3,70	
Споживто електроенергії, кВт за місяць	18571,00	21369,00	7211,39	9985,00	7488,76	15254,86	
Кількість споживачів	82,00	82,00	26,00	36,00	27,00	55,00	
Середнє навантаження лінії, кВА	25,79	29,88	10,02	13,87	10,40	21,19	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	13928,25	16026,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	56998,37	117705,70	4799,20	10820,83	4340,25	41030,59	60990,87
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	200,33	458,80	984,42		32,58	232,80	1249,79
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	9198,00	7183,20	3197,40		9198,00	7183,20	19578,60
Сумарні втрати електроенергії,кВт*год	66396,70	125345,70	19801,85		13570,82	48446,59	81819,26
Ефективність, кВт*год							109923,14
Ефективність, тис.грн							156,54
Вартість інвестицій,тис.грн							711,54
Термін окупності, роки							4,55

1.2.1.1.23 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-187 Л-1 с.Космач Косівського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-187 с. Космач Косівського району введена в експлуатацію в 1970 році, загальною довжиною 4,077 км та живить 71 споживача. Фазна напруга в кінцевих споживачів 165-170 В. На ТП-187 встановлена потужність трансформатора 100 кВА, завантаженість трансформатора складає 70 %. Фазна напруга на ТП 230-240 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-187 с. Космач Косівського району» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-187 с. Космач Косівського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-187 Л-1 с. Космач Косівського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ».

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 672,48 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 544,71 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2018 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{\text{л}} = (P_{\text{сер}}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ - питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{\text{кз}} = (P_{\text{сер}}/P_{\text{тр}})^2 * P_{\text{кз}} * 8760$, де

$P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{\text{тр}}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{\text{кз}}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{\text{нх}} = P_{\text{нх}} * 8760$, де $P_{\text{кз}}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$$W_{\text{нн}} = W_{\text{сер}} * 0,25,$$

де $W_{\text{сер}}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Після реконструкції			Разом
		КТП-187		КТП-187	
	Л-1	Л-1	Л-2	Л-1	
Встановлена потужність трансформатора, кВА	100,00	new		old	
Додатковий трансформатор, МВА		100,00		100,00	
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	4,08				
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції, км		1,09	0,90	2,08	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	3,08	0,85	0,62	1,16	
К-ть ліній ,шту к	1,00	1,00	1,00	1,00	
Опір лінії з проводами А-, Ом (0.85 Ом/км)	3,47	0,92	0,77	1,77	
Втрати неробочого ходу т-ра, кВт	0,37	0,37		0,37	
Втрати короткого замикання т-ра, кВт	1,97	1,97		1,97	
Сложито електроенергії, кВт за місяць	11086,00	2810,54	2498,25	5777,21	
Кількість споживачів	71,00	18,00	16,00	37,00	
Середнє навантаження лінії, кВА	15,40	3,90	3,47	8,02	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	8314,50	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	44980,94	770,81	505,38	6244,13	7520,32
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	409,12	93,82		111,11	204,83
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	3197,40	3197,40		3197,40	6394,80
Сумарні втрати електроенергії, кВт*год	48587,46	4567,41		9552,64	14120,05
Ефективність, кВт*год					34467,41
Ефективність, тис.грн					47,58
Вартість інвестицій, тис.грн					872,48
Термін окупності, роки					14,13

1.2.1.1.24 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-187 Л-2 с.Космач Косівського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-187 с. Космач Косівського району введена в експлуатацію в 1970 році, загальною довжиною 4,791 км та живить 53 споживача. Фазна напруга в кінцевих споживачів 160-170 В. На ТП-187 встановлена потужність трансформатора 100 кВА, завантаженість трансформатора складає 70 %. Фазна напруга на ТП 230-240 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-187 с. Космач Косівського району» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-187 с. Космач Косівського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-187 Л-2 с. Космач Косівського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ».

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 473,61 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 383,62 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2018рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{л} = (P_{сер}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ - питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{кз} = (P_{сер}/P_{тр})^2 * P_{кз} * 8760$, де

$P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{тр}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{кз}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{нх} = P_{нх} * 8760$, де $P_{кз}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$$W_{нх} = W_{сер} * 0,25,$$

де $W_{сер}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Після реконструкції			Разом
	КТП-187			КТП-187	
	Л-2	Л-1	Л-2	Л-2	
Встановлена потужність трансформатора,кВА	100,00	new		old	
Додатковий трансформатор, МВА		100,00		100,00	
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	4,79				
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції,км		1,02	1,37	2,39	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	3,13	0,85	0,99	1,79	
К-ть ліній ,шту к	1,00	1,00	1,00	1,00	
Опір ліній з провадами А-, Ом (0.85 Ом/км)	4,07	0,86	1,17	2,03	
Втрати неробочого ходу т-ра,кВт	0,37	0,37		0,37	
Втрати короткого замикання т-ра,кВт	1,97	1,97		1,97	
Спожито електроенергії, кВт за місяць	7582,00	2145,85	2718,08	2718,08	
Кількість споживачів	53,00	15,00	19,00	19,00	
Середнє навантаження лінії, кВА	10,53	2,98	3,78	3,78	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	5686,50	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	24724,74	419,57	909,28	1585,11	2913,96
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	191,37	78,76		24,59	103,35
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	3197,40	3197,40		3197,40	6394,80
Сумарні втрати електроенергії,кВт*год	28113,51	4605,01		4807,10	9412,11
Ефективність, кВт*год					18701,41
Ефективність, тис.грн					27,45
Вартість інвестицій, тис.грн					473,61
Термін окупності, роки					17,25

1.2.1.1.25 Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-185 с.Хом'яківка Снятинського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуючі ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-185 та Л-2 від ТП-249 с. Хом'яківка Снятинського району введені в експлуатацію в 1977 році, загальною довжиною 4,763 км та живить 172 споживачі. Фазна напруга в кінцевих споживачів 170-175 В. На ТП-185 встановлена потужність трансформатора 160 кВА, на ТП-249 – 100 кВА, завантаженість трансформатора складає, відповідно, 74 % та 71 %. Фазна напруга на ТП 230-240 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-185 та Л-2 від ТП-249 с. Хом'яківка Снятинського району» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-185 та Л-2 від ТП-249 с. Хом'яківка Снятинського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 кВ для розвантаження ТП-185 с. Хом'яківка Снятинського району та ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ».

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 510,33 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 413,37 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2018 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{\text{л}} = (P_{\text{сер}}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ - питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{\text{кз}} = (P_{\text{сер}}/P_{\text{тр}})^2 * P_{\text{кз}} * 8760$, де

$P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{\text{тр}}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{\text{кз}}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{\text{нх}} = P_{\text{нх}} * 8760$, де $P_{\text{кз}}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів. Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$$W_{\text{нн}} = W_{\text{сер}} * 0,25,$$

де $W_{\text{сер}}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Існуюча 2	Після реконструкції				Разом
			Л-1	Л-2	Л-2	Л-2	
	КТП-185	КТП-249			КТП-185	КТП-249	
	Л-2	Л-2	Л-1	Л-2	Л-2	Л-2	
Встановлена потужність трансформатора, кВА	160,00	100,00	нов		old		
Додатковий трансформатор, МВА			160,00		160,00	100,00	
Довжина ліній 0,4кВ до реконструкції, км	2,94	1,83					
Довжина ліній 0,4кВ після реконструкції, км			1,00	0,40	1,91	1,44	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	2,01	1,11	0,54	0,28	1,55	0,98	
К-ть ліній, штук	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
Опір лінії з проводами А-, Ом (0,85 Ом/км)	2,50	2,13	0,85	0,34	2,23	1,87	
Втрати неробочого ходу т-рах, кВт	0,41	0,37	0,41		0,41	0,37	
Втрати короткого замикання т-рах, кВт	2,65	1,97	2,65		2,65	1,97	
Спожито електроенергії, кВт за місяць	11299,00	3393,00	2562,56	4868,86	4612,80	3502,16	
Кількість споживачів	64,00	88,00	30,00	57,00	54,00	41,00	
Середнє навантаження лінії, кВА	15,69	4,71	3,56	6,76	6,41	4,86	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	8474,25	2544,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	33649,15	2587,92	588,91	846,99	5007,86	2165,68	8609,32
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	223,32	38,32	96,60		37,22	40,83	174,65
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	3591,60	3197,40	3591,60		3591,60	3197,40	10380,80
Сумарні втрати електроенергії, кВт*год	37464,07	5823,65	6124,10		8636,68	5403,79	19164,57
Ефективність, кВт*год							24123,15
Ефективність, тис. грн							40,54
Вартість інвестицій, тис. грн							510,33
Термін окупності, роки							12,59

1.2.1.1.26 Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-437 с.Клубівці філії Центральна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованої ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-437 в с.Клубівці Івано-Франківського району введена в експлуатацію в 1984 році, загальною довжиною 2,185 км та живить 52 споживачів. Фазна напруга в кінцевих споживачів 180-185 В. На ТП-437 встановлена потужність трансформатора 100 кВА, завантаженість трансформатора складає 66 %. Фазна напруга на ТП 237-240 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного запланування про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-437 с.Клубівці» та актів замірів напруги по скарзі споживачів необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-437 с.Клубівці Івано-Франківського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувальної ТП-10/0,4 для розвантаження ТП-437 с.Клубівці філії Центральна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованої ТП 10/0,4 кВ».

Посилання на нормативно-правові акти, які регламентують необхідність виконання таких заходів (робіт):

- ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT);
- ДБН В.2.5-23:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення (укр) постанова НКРЕКП від 17.03.2021 №475.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 298,81 тис.грн. без ПДВ.

Проектом передбачено виконати наступний обсяг робіт:

- в прогоні опор №656-655 ПЛ-10 кВ "ТП-322-ТП-339" пр."Клубівці" встановити відгалужувальну опору 1П;
- будівництво ПЛ-10 кВ проводом СП-3 1x50 від опори 1П проектними опорами 2П,3П до проектної СТП 10/0,4 кВ;
- демонтаж проводу в прогоні опор №48-47 ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-244;
- будівництво ЛЕП-0,4 кВ проводом СП-4x70 від РП-0,4 кВ проектного СТП 10/0,4 опорами 4П,5П,6П до анкерної опори 7П встановленої в лінію ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-437;
- монтаж проводу СП-4x25 від проектної опори 6П до ВОРЩ 0,4 кВ змонтованого на фасаді приміщення замовника,
- у ВОРЩ-0,4 кВ встановити комутаційний пристрій АВ-3002 3Н, 63А;

Після будівництва розвантажувальної ТП та здійснення реконфігурації мережі, дана мережа буде забезпечувати мінімальний рівень навантаження на рівні не менше 5 кВт.

Реалізація даного заходу можлива у повному обсязі підрядним способом у сумі 265,4 тис. грн (без ПДВ).

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2021 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{л} = (P_{сер}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ – питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{кз} = (P_{сер}/P_{тр})^2 * P_{кз} * 8760$, де

$P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{тр}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{кз}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{нх} = P_{нх} * 8760$, де $P_{нх}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів.

Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$W_{нп} = W_{сер} * 0,25$,

де $W_{сер}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Після реконструкції			Разом
		Л-1	Л-2	Л-1	
	ТП-437			ТП-437	
	Л-1	Л-1	Л-2	Л-1	
Встановлена потужність трансформатора,кВА	100,00	new		old	
Додатковий трансформатор,МВА		160,00		100,00	
Довжина ліній 0,4кВ до реконструкції, км	2,19				
Довжина ліній 0,4кВ після реконструкції,км		0,37	0,95	0,85	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	1,62	0,22	0,86	0,56	
К-ть ліній ,шту к	1,00	1,00	1,00	1,00	
Опір ліній з проводами А-, Ом (0.85 Ом/км)	1,86	0,32	0,81	0,73	
Втрати неробочого ходу т-ра,кВт	0,37	0,41		0,37	
Втрати короткого замикання т-ра,кВт	1,97	2,65		1,97	
Спожито електроенергії, кВт за місяць	10237,00	1771,79	3937,31	4527,90	
Кількість споживачів	52,00	9,00	20,00	23,00	
Середнє навантаження ліній, кВА	14,22	2,46	6,47	6,29	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	7677,75	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	20555,82	105,12	1324,87	1589,93	2999,92
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	348,86	57,01		66,25	125,26
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	3197,40	3591,60		3197,40	6789,00
Сумарні втрати електроенергії,кВт*год	24102,08	5076,60		4836,58	9914,19
Ефективність, кВт*год					14187,90
Ефективність, тис.грн					26,61
Вартість інвестицій,тис.грн					298,61
Термін окупності, роки					11,72

1.2.1.1.27 Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-16 с.Камінь філії Західна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованої ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-16 с.Камінь Калуського району введена в експлуатацію в 1989 році, загальною довжиною 1,353 км та живить 44 споживачів. Фазна напруга в кінцевих споживачів 170-175 В. На ТП-16 встановлена потужність трансформатора 100 кВА, завантаженість трансформатора складає 65 %. Фазна напруга на ТП 240-245 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-16 с.Камінь» та актів замірів напруги по скарзі споживачів необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-16 с.Камінь Калуського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувальної ТП-10/0,4 для розвантаження ТП-16 с.Камінь філії Західна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованої ТП 10/0,4 кВ».

Посилання на нормативно-правові акти, які регламентують необхідність виконання таких заходів (робіт):

- ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT);
- ДБН В.2.5-23:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення (укр) постанова НКРЕКП від 17.03.2021 №475.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 357,81 тис.грн. без ПДВ.

Проектом передбачено виконати наступний обсяг робіт:

- Заміна траверси на ТМЗ оп. №543 ПЛ-10кВ пр.Рівня;
- Монтаж ЗАС-50 від оп. №543 до П2;
- Монтаж РЛНДз-10/400 та КР1 оп.П2;
- Монтаж 2ЩТП-10/0,4/160кВА;
- Контур заземлення ЩТП;
- Демонтаж проводу 4А-35 від оп.№65 до оп.№68 Л-2 ТП-16;
- Встановлення опори П1, П2 2хСВ105-5;
- Встановлення опори П3, П8, П9 2хСВ95-2;
- Встановлення опори П4, П5, П6, П7 1хСВ95-2;
- Встановлення підкоосу до оп.№543 ПЛ-10кВ пр.Рівня 1хСВ105-5;
- Встановлення підкоосу до оп.№24 Л-1 ТП-16, оп.№83 Л-2 ТП-16 СВ95-2;
- Монтаж 1 СШ 4х70 від РП-0,4кВ до оп.№83 Л-2 ТП-16;
- будівництво відгалуження до вводу проводом СіПнг5 4х25 від оп.№78 Л-2 ТП-16 до ВОРЩ-0.4кВ розміщеного на фасаді будинку замовника;
- монтаж ОПН-0,4кВ на П3;
- Монтаж КПЗ на П3;
- У ВОРЩ-0,4 кВ встановити комутаційний пристрій (автоматичний вимикач АВ 3002/3Н63А).

Після будівництва розвантажувальної ТП та здійснення реконфігурації мережі, дана мережа буде забезпечувати мінімальний рівень навантаження на рівні не менше 5 кВт.

Реалізація даного заходу можлива у повному обсязі підрядним способом у сумі 314,93 тис. грн (без ПДВ).

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2021 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{\text{л}} = (P_{\text{сер}}/U)^2 * \rho * l * 8760$,
де $P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ - питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $V_{кз} = (P_{сер}/P_{тр})^2 * P_{кз} * 8760$, де

$P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{тр}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{кз}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$V_{нх} = P_{нх} * 8760$, де $P_{кз}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів.

Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$V_{нн} = W_{сер} * 0,25$,

де $W_{сер}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1		Після реконструкції		Разом
	ТП-18		Л-1	Л-2	
	Л-2		Л-1	Л-2	
Встановлена потужність трансформатора,кВА	100,00		new	old	
Додатковий трансформатор, МВА			160,00	100,00	
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	1,35				
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції,км			0,64	0,95	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	1,12		0,43	0,68	
К-ть ліній ,штук	1,00		1,00	1,00	
Опір лінії з проводами А-, Ом (0.85 Ом/км)	1,15		0,54	0,81	
Втрати неробочого ходу т-ра,кВт	0,37		0,41	0,37	
Втрати короткого замикання т-ра,кВт	1,97		2,65	1,97	
Спожито електроенергії, кВт за місяць	10997,00		4498,77	6498,23	
Кількість споживачів	44,00		18,00	26,00	
Середнє навантаження лінії, кВА	15,27		6,25	9,03	
Втрати через неякісну напругу , кВт*год за рік	8247,75		0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	14688,73		1162,80	3608,82	4771,62
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	402,58		36,40	140,57	175,97
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	3197,40		3591,60	3197,40	6789,00
Сумарні втрати електроенергії,кВт*год	18288,71		4789,81	6946,79	11736,69
Ефективність, кВт*год					6652,12
Ефективність, тис.грн					18,32
Вартість інвестицій,тис.грн					357,81
Термін окупності, роки					19,53

1.2.1.1.28 Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-306 с.Голинь філії Західна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованої ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-6 від ТП-306 с.Голинь Калуського району введена в експлуатацію в 1971 році, загальною довжиною 1,199 км та живить 44 споживачів. Фазна напруга в кінцевих споживачів 175-180 В. На ТП-306 встановлена потужність трансформатора 400 кВА, завантаженість трансформатора складає 60 %. Фазна напруга на ТП 234-243 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-6 від ТП-306 с.Голинь» та актів

замірів напруги по скарзі споживачів необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-6 від ТП-306 с.Голинь Калуського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2021 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувальної ТП-10/0,4 для розвантаження ТП-306 с.Голинь філії Західна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованої ТП 10/0,4 кВ».

Посилання на нормативно-правові акти, які регламентують необхідність виконання таких заходів (робіт):

- ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT);
- ДБН В.2.5-23:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення (укр) постанова НКРЕКП від 17.03.2021 №475.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 336,73 тис.грн. без ПДВ.

Проектом передбачено виконати наступний обсяг робіт:

- Встановлення лінійного роз'єднувача до опори П1;
- Будівництво ЛЕП-10 кВ проводом ЗАС-50 від опори №351 ПЛ-10 кВ пр."Добровляни", через проектні опори П1, П2, П3, П4, П5 до опори П6;
- Встановлення проектної 2СТП-100/10/0,4 кВ, та встановлення роз'єднувача до опори П6 ПЛ-10кВ пр."Добровляни";
- Будівництво ПЛП-0,4 кВ проводом СП-4х70 від проектного СТП, через проектні опори П7, П8, до опори П9;
- Влаштувати відгалуження до вводу проводом СП-4х25 від проектної опори П8 до ВОРЩ-0,4 кВ змонтованого на фасаді приміщення замовника;
- Демонтаж існуючого неізолюваного проводу між опорами №1855-№1862 Л6 від ТП-306 силами РЕМ;
- У ВОРЩ-0,4 кВ встановити комутаційний пристрій АВ 3002 ЗН

Після будівництва розвантажувальної ТП та здійснення реконфігурації мережі, дана мережа буде забезпечувати мінімальний рівень навантаження на рівні не менше 5 кВт.

Реалізація даного заходу можлива у повному обсязі підрядним способом у сумі 297,5 тис. грн (без ПДВ).

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2021 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{\text{л}} = (P_{\text{сер}}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ - питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{кз} = (P_{сер}/P_{тр})^2 * P_{кз} * 8760$, де

$P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{тр}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{кз}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{нх} = P_{нх} * 8760$, де $P_{кз}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів.

Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$W_{нн} = W_{сер} * 0,25$,

де $W_{сер}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Після реконструкції		Разом
	ТП-306	Л-1	Л-6	
	Л-6		Л-6	
Встановлена потужність трансформатора,кВА	400,00	new	old	
Додатковий трансформатор, МВА		100,00	400,00	
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	1,20			
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції, км		0,62	0,64	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	0,85	0,41	0,56	
К-ть ліній, штук	1,00	1,00	1,00	
Опір ліній з провєдами А-, Ом (0.85 Ом/км)	1,02	0,63	0,54	
Втрати неробочого ходу т-ра,кВт	1,05	0,37	1,05	
Втрати короткого замикання т-ра,кВт	6,50	1,97	6,50	
Спожито електроенергії, кВт за місяць	11398,00	5958,05	5439,95	
Кількість споживачів	44,00	23,00	21,00	
Середнє навантаження ліній, кВА	15,83	8,28	7,56	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	8548,50	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	13993,46	1969,40	1686,95	3656,35
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	75,46	118,17	17,19	136,36
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	9198,00	3197,40	9198,00	12395,40
Сумарні втрати електроенергії,кВт*год	23268,92	5284,97	10902,14	16167,11
Ефективність, кВт*год				7069,81
Ефективність, тис.грн				19,28
Вартість інвестицій, тис.грн				336,73
Термін окупності, роки				17,47

1.2.1.1.29 Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-256 с.Єзупіль філії Центральна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованої ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-3 від ТП-256 с.Єзупіль Івано-Франківського району введена в експлуатацію в 1979 році, загальною довжиною 1,792 км та живить 75 споживачів. Фазна напруга в кінцевих споживачів 180-185 В. На ТП-256 встановлена потужність трансформатора 100 кВА, завантаженість трансформатора складає 70 %. Фазна напруга на ТП 228-232 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-3 від ТП-256 с.Єзупіль» та актів замірів напруги по скарзі споживачів необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-3 від ТП-256 с.Єзупіль Івано-Франківського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2021 році розроблено робочий проект

«Будівництво розвантажувальної ТП-10/0,4 для розвантаження ТП-256 с.Єзупіль філії Центральна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованої ТП 10/0,4 кВ».

Посилання на нормативно-правові акти, які регламентують необхідність виконання таких заходів (робіт):

- ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT);
- ДБН В.2.5-23:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення (укр) постанова НКРЕКП від 17.03.2021 №475.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 1 122,32 тис.грн. без ПДВ.

Проектом передбачено виконати наступний обсяг робіт:

- Демонтаж існ. неізолюваних проводів та вуличного освітлення Л-3 між опорами №690-№691-№693-№694-№695-№697-№700-№702-№703-№704-№709-№710-№711-№714-№720-№723-№724 ПЛ-0,4 кВ від ТП-256;
- Демонтаж існ. проводу між опорами №726-№727-№728;
- Заміна існ. опор №690, №691, №693, №694, №695, №7, №700, №702, №703, №709, №710, №711 №720, №723, №724, №726, №727, №728;
- Встановлення роз'єднувача до опори №690 ПЛ-10 кВ ;
- Будівництво ПЛЗ-10 кВ, проводом 3хАAsXSn 1х50 від опори ПЛ-10 кВ №71 пр."Жовтень" через опори №690, №691, №693, №694, №695, №697, №700, №702, №703, №709, №710, №711, П-13, П-14, №720, №721, №722 №726, №727, №728, до опори П-25;
- Встановлення проектної 2СТП-250/10/0,4 кВ, та встановлення кінцевого роз'єднувача до опори П-25;
- Будівництво ЛЕП-0,4 кВ проводом СШ-4х70 від РП-0,4 кВ ТП-пр через існ. опору ПЛ-10 кВ П-25, через опору №729 до опори №730;
- Будівництво ЛЕП-0,4 кВ проводом СШ-4х70 від РП-0,4 кВ ТП-пр через існ. опору ПЛ-10 кВ П-25, опору №728, №7 №726, П-20, до опори №724;
- Монтаж проводу СШ-4х50 між опорами №727-№736;
- Монтаж проводу СШ-4х70 від опори №690, через опори №691, №693, №694, №695, №697, №700, №702, опори №704;
- Монтаж проводу СШ-4х50 від опори №703, №709, №710, №711, до опори №714;
- Монтаж проводу СШ-4х50 від опори №711 через опори П-13, П-14, №720, №721, №722 до опори №723;
- Монтаж проводу СШ-4х50 між опорами №720-№716;
- Перепідключити всі існ. відгалуження;
- Влаштувати відгалуження до вводу проводом СШ-4х25 від опори №730, до ВОРЩ-0,4 кВ змонтованого на фасаді приміщення замовника;
- У ВОРЩ-0,4 кВ встановити комутаційний пристрій АВ 3002 з

Після будівництва розвантажувальної ТП та здійснення реконфігурації мережі, дана мережа буде забезпечувати мінімальний рівень навантаження на рівні не менше 5 кВт.

Реалізація даного заходу можлива у повному обсязі підрядним способом у сумі 930,65 тис. грн (без ПДВ).

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2021 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $Vл = (P_{сер}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ – питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $V_{кз} = (P_{сер}/P_{тр})^2 * P_{кз} * 8760$, де

$P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{тр}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{кз}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$V_{нх} = P_{нх} * 8760$, де $P_{кз}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів.

Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$V_{нн} = W_{сер} * 0,25$,

де $W_{сер}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Після реконструкції			Разом
		Л-1	Л-2	Л-3	
	ТП-256			ТП-256	
	Л-3	Л-1	Л-2	Л-3	
Встановлена потужність трансформатора, кВА	100,00	new		old	
Додатковий трансформатор, МВА		250,00		100,00	
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	1,79				
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції, км		0,18	0,38	1,19	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	1,49	0,13	0,29	0,88	
К-ть ліній , штук	1,00	1,00	1,00	1,00	
Опір ліній з проводами А-, Ом (0.85 Ом/км)	1,52	0,15	0,32	1,01	
Втрати неробочого ходу т-ра, кВт	0,37	0,82		0,37	
Втрати короткого замикання т-ра, кВт	1,97	3,70		1,97	
Спожито електроенергії, кВт за місяць	22368,00	9490,53	5365,92	7501,55	
Кількість споживачів	76,00	5,00	18,00	52,00	
Середнє навантаження ліній, кВА	31,06	13,18	7,45	10,42	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	18768,50	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	80415,91	1483,52	877,06	8011,56	8452,12
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	1664,07	220,80		187,33	408,13
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	3197,40	7183,20		3187,40	10380,60
Сумарні втрати електроенергії, кВт*год	85277,38	9644,57		9398,28	19240,85
Ефективність, кВт*год					86036,53
Ефективність, тис.грн					92,33
Вартість інвестицій, тис.грн					1122,32
Термін окупності, роки					12,18

1.2.1.1.30 Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-210 с.Угринів філії Центральна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованої ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-210 с.Угринів Івано-Франківського району введена в експлуатацію в 1984 році, загальною довжиною 2,518 км та живить 89 споживачів. Фазна напруга в кінцевих споживачів 185-190 В. На ТП-210 встановлена потужність трансформатора 160 кВА, завантаженість трансформатора складає 85 %. Фазна напруга на ТП 230-234 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-210 с.Угринів» та актів замірів напруги по скарзі споживачів необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-210 с.Угринів Івано-Франківського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувальної ТП-10/0,4 для розвантаження ТП-210 с.Угринів філії Центральна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованої ТП 10/0,4 кВ».

Посилання на нормативно-правові акти, які регламентують необхідність виконання таких заходів (робіт):

- ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT);
- ДБН В.2.5-23:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення (укр) постанова НКРЕКП від 17.03.2021 №475.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 557,47 тис.грн. без ПДВ.

Проектом передбачено виконати наступний обсяг робіт:

- в прогоні опор №148-149 ПЛ-010 кВ "ПС Радіозавод-КР-535" встановити опору типу відгалужувальну анкерну 1П;
- будівництво ЛЕП-0,4 кВ проводом СПЗ 1х50 від проєктної опори 1П до кінцевої проєктно 15П опори;
- будівництво СТП-10/0,4 кВ з силовим трансформатором 250 кВа;
- будівництво ЛЕП-0,4 кВ проводом СП 4х70 від РП-0,4 кВ СТП-10/0,4 проєктними з/б опорами 16П,17П,18П до опори №2339 ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-210;
- виконати демонтаж існуючого проводу 4А-35 між опорами №2073-2068 ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-210;
- монтаж проводу СП 4х16 від опори 15П до ВОРЩ 0,4 кВ змонтованого на спецконструкції замовника, у ВОРЩ-0,4кВ встановити комутаційний пристрій АВ-2000 ЗН 50А;

Після будівництва розвантажувальної ТП та здійснення реконфігурації мережі, дана мережа буде забезпечувати мінімальний рівень навантаження на рівні не менше 5 кВт.

Реалізація даного заходу можлива у повному обсязі підрядним способом у сумі 509,54 тис. грн (без ПДВ).

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2021 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{л} = (P_{сер}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ – питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{кз} = (P_{сер}/P_{тр})^2 * P_{кз} * 8760$, де

$P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{тр}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{кз}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{нх} = P_{нх} * 8760$, де $P_{кз}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів.

Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$W_{нн} = W_{сер} * 0,25$,

де $W_{сер}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Після реконструкції		Разом
	ТП-210	Л-1	Л-2	
	Л-2			
Встановлена потужність трансформатора,кВА	180,00	new	old	
Додатковий трансформатор,МВА		250,00	160,00	
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	2,52			
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції,км		1,24	1,28	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	1,62	0,98	1,13	
К-ть ліній ,шту к	1,00	1,00	1,00	
Опір лінії з пров одами А-, Ом (0.85 Ом/км)	2,14	1,05	1,07	
Втрати неробочого ходу т-ра,кВт	0,41	0,82	0,41	
Втрати короткого замикання т-ра,кВт	2,65	3,70	2,65	
Спожито електроенергії, кВт за місяць	13489,00	6668,72	6820,28	
Кількість споживачів	89,00	44,00	45,00	
Середнє навантаження ліній, кВА	18,73	9,26	9,47	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	10116,75	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	41129,49	4934,48	5253,19	10187,67
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	318,28	44,49	81,37	125,86
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	3591,60	7183,20	3591,60	10774,80
Сумарні втрати електроенергії,кВт*год	45039,36	12162,17	8928,16	21088,33
Ефективність, кВт*год				23951,04
Ефективність, тис.грн				39,10
Вартість інвестицій, тис.грн				557,47
Термін окупності, роки				14,26

1.2.1.1.31 Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-132 та ТП-475 с.Добротів філії Південна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованої ТП 10/0,4 кВ

Існуючі ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-132 с.Добротів Надвірнянського району та ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-475 с.Добротів Надвірнянського району введені в експлуатацію в 1985 році, загальною довжиною 2,376 км та живлять 94 споживачів. Фазна напруга в кінцевих споживачів 180-185 В. На ТП-132 встановлена потужність трансформатора 160 кВА, завантаженість трансформатора складає 61 %. На ТП-475 встановлена потужність трансформатора 100 кВА, завантаженість трансформатора складає 62 %. Фазна напруга на ТП 229-242 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-132 с.Добротів та ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-475 с.Добротів» та актів замірів напруги по скарзі споживачів необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-132 с.Добротів Надвірнянського району та ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-475 с.Добротів Надвірнянського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2021 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувальної ТП-10/0,4 для розвантаження ТП-132 та ТП-475 с.Добротів філії Південна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованої ТП 10/0,4 кВ».

Посилання на нормативно-правові акти, які регламентують необхідність виконання таких заходів (робіт):

- ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT);
- ДБН В.2.5-23:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення (укр) постанова НКРЕКП від 17.03.2021 №475.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 271,12 тис.грн. без ПДВ.

Проектом передбачено виконати наступний обсяг робіт:

- Встановлення опори П5 2хСВ95-2;
- Встановлення опори П4 2хСВ105-5;
- Встановлення опори П2, П3 1хСВ105-5;
- Встановлення опори П1 1хСК105-5;
- Монтаж 3хСП-1х50 від оп.№410 до проект. ТП;
- Монтаж РЛНДз-10/400 та КР1 на оп.П4;
- Монтаж 2ЩТП-10/0,4/100кВА;
- Контур заземлення ЩТП;
- Монтаж СП 4х70 від РП-0,4кВ до оп.№130 Л-2 ТП-132;
- Монтаж СП 4х70 від РП-0,4кВ до оп.№41 Л-1 ТП-475;
- Монтаж СП 4х25 від РП-0,4кВ до ВОРЩ-0,4кВ розміщеного на СК замовника;
- У ВОРЩ-0,4кВ встановити комутаційний пристрій (автоматичний вимикач АВ 3002/3Н63А).

Після будівництва розвантажувальної ТП та здійснення реконфігурації мережі, дана мережа буде забезпечувати мінімальний рівень навантаження на рівні не менше 5 кВт.

Реалізація даного заходу можлива у повному обсязі підрядним способом у сумі 243,66 тис. грн (без ПДВ).

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2021 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{л} = (P_{сер}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ – питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{кз} = (P_{сер}/P_{тр})^2 * P_{кз} * 8760$, де

$P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{тр}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{кз}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{нх} = P_{нх} * 8760$, де $P_{кз}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів.

Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$W_{нн} = W_{сер} * 0,25$,

де $W_{сер}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча		Після реконструкції				Разом
	1	2			132	475	
	ТП-132	ТП-475			ТП-132	ТП-475	
	Л-2	Л-1	Л-1	Л-2	Л-2	Л-1	
Встановлена потужність трансформатора,кВА	160,00	100,00	new		old		
Додатковий трансформатор, МВА			100,00		160,00	100,00	
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	0,93	1,46					
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції, км			0,54	0,39	0,40	0,91	
Довжина ліній по магістралі 0.4 кВ, км	0,75	0,96	0,32	0,22	0,26	0,75	
К-ть ліній ,штук	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
Опір ліній з проводами А-, Ом (0.85 Ом/км)	0,79	1,70	0,46	0,33	0,46	1,05	
Втрати неробочого ходу т-ра,кВт	0,41	0,37	0,37		0,41	0,37	
Втрати короткого замикання т-ра,кВт	2,65	1,97	1,97		2,65	1,97	
Спожито електроенергії, кВт за місяць	10247,00	9215,00	5383,11	4554,94	3519,72	8074,66	
Кількість споживачів	43,00	51,00	26,00	22,00	17,00	39,00	
Середнє навантаження ліній, кВА	14,23	12,80	7,48	6,33	4,89	11,21	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	7685,25	6911,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	8728,66	15254,17	1412,55	717,07	608,18	7260,09	9997,90
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	183,67	282,68	328,78		21,67	217,05	567,50
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	3691,60	3197,40	3197,40		3591,60	3197,40	9986,40
Сумарні втрати електроенергії,кВт*год	12603,83	18734,25	5655,80		4221,45	10674,54	20551,80
Ефективність, кВт*год							10686,28
Ефективність, тис.грн							31,47
Вартість інвестицій, тис.грн							271,12
Термін окупності, роки							8,61

1.2.1.1.32 Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-51 с.Мостище філії Західна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованої ТП 10/0,4 кВ

Існуюча ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-51 с.Мостище Калуського району введена в експлуатацію в 1959 році, загальною довжиною 2,663 км та живить 81 споживачів. Фазна напруга в кінцевих споживачів 175-180 В. На ТП-51 встановлена потужність трансформатора 160 кВА, завантаженість трансформатора складає 60 %. Фазна напруга на ТП 235-238 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації Л-1 від ТП-51 с.Мостище» та актів замірів напруги по скарзі споживачів необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-51 с.Мостище Калуського району із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувальної ТП-10/0,4 для розвантаження ТП-51 с.Мостище філії Західна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованої ТП 10/0,4 кВ».

Посилання на нормативно-правові акти, які регламентують необхідність виконання таких заходів (робіт):

- ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT);
- ДБН В.2.5-23:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення (укр) постанова НКРЕКП від 17.03.2021 №475.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 708,68 тис.грн. без ПДВ.

Проектом передбачено виконати наступний обсяг робіт:

- Встановлення опори П4, П5, П7, П8, П9, П11, П12, П14, П15, П16 1хСВ105-5;
- Встановлення опори П2, П3, П10, П17 2хСВ105-5;
- Встановлення опори П1, П6, П13 3хСВ105-5;
- Встановлення опори П18, П22 2хСВ95-2;
- Встановлення опори П19, П20, П21 1хСВ95-2;
- Монтаж ЗАС-50 від оп.№6 до проект. ТП;
- Монтаж РЛНДз-10/400 та КР1 оп.П1, П17;
- Монтаж 2ЩТП-10/0,4/160кВА;
- Контур заземлення ЩТП;
- Демонтаж проводу 4А-35 від оп.№303 Л-1 ТП-51 до оп.№304 Л-1 ТП-51 та від оп.№286 до оп.№287;
- Монтаж СШ 4х70 від РП-0,4кВ до П22;
- Монтаж СШ 4х70 від РП-0,4кВ до оп.№304;
- будівництво відгалуження до вводу проводом СіПнг5 4х25 від опори оп.П21 Л-1 ТП-51 до ВОРЩ-0,4кВ розміщеного на фасаді будинку замовника;
- монтаж ОПН-0,4кВ на П18;
- монтаж КПЗ на П18;
- у ВОРЩ-0,4кВ встановити комутаційний пристрій (автоматичний вимикач АВ 3002/3Н63А).

Після будівництва розвантажувальної ТП та здійснення реконфігурації мережі, дана мережа буде забезпечувати мінімальний рівень навантаження на рівні не менше 5 кВт.

Реалізація даного заходу можлива у повному обсязі підрядним способом у сумі 598,454 тис. грн (без ПДВ).

Розрахунок економічного ефекту:

Термін окупності реалізації 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 2021 рік.

Економічний ефект вираховуємо як різницю сумарних втрат електроенергії до встановлення розвантажувальної ТП та після.

Сумарні втрати – це сума втрат електроенергії в лініях, трансформаторах та економічні втрати компанії від неякісної напруги у споживачів.

Втрати в лініях визначаємо як: $W_{л} = (P_{сер}/U)^2 * \rho * l * 8760$,

де $P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

U – напруга лінії, кВ;

ρ – питомий опір проводів лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах визначаємо як суму втрат неробочого ходу та втрат короткого замикання: $W_{кз} = (P_{сер}/P_{тр})^2 * P_{кз} * 8760$, де

$P_{сер}$ – середнє навантаження лінії, кВт;

$P_{тр}$ – потужність трансформатора, кВт;

$P_{кз}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт.

$W_{нх} = P_{нх} * 8760$, де $P_{кз}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Згідно п.45 Правил користування електричною енергією для населення: у разі відпуску неякісної електроенергії споживачу енергопостачальник має сплачувати 25 відсотків вартості такої енергії. Це і є втратами компанії від неякісної напруги у споживачів.

Враховуючи, що неякісна напруга буде у години максимуму даний показник визначаємо як:

$W_{нн} = W_{сер} * 0,25$,

де $W_{сер}$ – середнє споживання, кВт*год.

Розрахунок

Назва	Існуюча 1	Після реконструкції			Разом
		Л-1	Л-2	Л-1	
	ТП-51			ТП-51	
	Л-1	Л-1	Л-2	Л-1	
Встановлена потужність трансформатора,кВА	180,00	new		old	
Додатковий трансформатор,МВА		180,00		160,00	
Довжина ліній 0.4кВ до реконструкції, км	2,66				
Довжина ліній 0.4кВ після реконструкції,км		0,64	0,58	1,42	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	1,76	0,31	0,34	0,98	
К-ть ліній ,шту к	1,00	1,00	1,00	1,00	
Опір ліній з проводами А-, Ом (0.85 Ом/км)	2,26	0,46	0,49	1,20	
Втрати неробочого ходу т-ра,кВт	0,41	0,41		0,41	
Втрати короткого замикання т-ра,кВт	2,65	2,65		2,65	
Спожито електроенергії, кВт за місяць	12954,00	1919,11	4477,93	6566,96	
Кількість споживачів	81,00	12,00	28,00	41,00	
Середнє навантаження ліній, кВА	17,99	2,87	6,22	9,11	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	9715,50	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати електроенергії в лініях, кВт*год	40116,94	179,20	1035,05	5461,35	6675,60
ТВЕ від навантаження в т-ра, кВт*год	293,53	71,58		75,21	146,79
ТВЕ неробочого ходу в т-ра, кВт*год	3591,60	3591,60		3591,60	7183,20
Сумарні втрати електроенергії,кВт*год	44001,07	4877,43		9128,15	14005,58
Ефективність, кВт*год					29995,49
Ефективність, тис.грн					44,86
Вартість інвестицій,тис.грн					708,68
Термін окупності, роки					15,80

1.2.1.1.33 Розвантажувальна ТП-10/0,4 для розвантаження ТП-105, ТП-183, ТП-104 та ТП-491, в с. Красне, Надвірнянського району, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ

Існуючі ПЛ-0,4 кВ Л-2 від ТП-105 в с.Красне, ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-183 в с.Красне, ПЛ-0,4 кВ Л-1 від ТП-104 в с.Красне, ПЛ-0,4 кВ Л-5 від ТП-491 в с.Красне, Надвірнянського

району введені в експлуатацію в 1985 році, загальною довжиною 12,62 км та живлять 116 споживачів. Фазна напруга в кінцевих споживачів 170-185 В. На ТП-105, ТП-183, ТП-104, ТП-491 встановлена потужність трансформатора, відповідно, 160 кВА, 100 кВА, 400 кВА, 250 кВА, завантаженість трансформаторів складає 82%, 66%, 74%, 60 %. Фазна напруга на ТП 240-250 В.

Для покращення якості електроенергії у споживачів, згідно «Акту інженерного заключення про необхідність реконфігурації ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-105, ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-183, ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-104 та ПЛ-0,4кВ Л-5 від ТП-491 с.Красне від 19.03.2019» необхідно провести реконфігурацію ПЛ-0,4кВ Л-2 від ТП-105, ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-183, ПЛ-0,4кВ Л-1 від ТП-104 та ПЛ-0,4кВ Л-5 від ТП-491 с.Красне із встановленням розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2020-2024 роки» та завдання на проектування у 2018 році проектною групою АТ «Прикарпаттяобленерго» розроблено робочий проект «Будівництво розвантажувального ТП-10/0,4 для розвантаження ТП-105, ТП-183, ТП-104 та ТП-491, в с. Красне, Надвірнянського району, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення побудованого ТП 10/0,4 кВ».

Відповідно даного проекту передбачається:

- будівництво однієї розвантажувальної ТП-10/0,4 кВ потужністю 250 кВА;
- будівництво ділянок ПЛ-0,4 кВ загальною довжиною 1,718 км з маркою проводу AsXSn 4x50 мм, AsXSn 4x70 мм;
- будівництво ділянок ПЛ-10 кВ загальною довжиною 1,577 км з маркою проводу АС-50/8;
- стійки СВ-105-5 - 80 шт, СВ-105-8 - 5 шт, СВ-105-14 - 6 шт, СВ-95-2 - 10 шт.

При цьому буде наступний розподіл навантаження по ТП:

До реконструкції		Після реконструкції	
Л-2 від КТП-105	4,405 км, марка проводу А-50, А-25, сумарна договірна потужність 296 кВт	Л-2 від КТП-105	3,055 км, марка проводу А-50, А-25, сумарна проектна потужність 185 кВт
КТП-105	160 кВА (82 %) (194 А при Ін 236 А)	КТП-105	160 кВА (63 %) (149 А при Ін 236 А)
Л-1 від КТП-183	2,109 км, марка проводу А-35, А-25, сумарна договірна потужність 110 кВт	Л-1 від КТП-183	0,529 км, марка проводу А-35, А-25, сумарна проектна потужність 44 кВт
КТП-183	100 кВА (66 %) (105 А при Ін 159 А)	КТП-183	100 кВА (49 %) (78 А при Ін 159 А)
Л-1 від ЗТП-104	3,254 км, марка проводу А-50, А-35, А- 25, А-16, сумарна договірна потужність 380 кВт	Л-1 від ЗТП-104	1,353 км, марка проводу А-50, А-35, А- 25, сумарна проектна потужність 275 кВт
ЗТП-104	400 кВА (74 %) (429 А при Ін 580 А)	ЗТП-104	400 кВА (66 %) (386 А при Ін 580 А)
Л-5 від КТП-491	2,851 км, марка проводу А-25, AsXSn 4x50 мм, сумарна договірна потужність 150 кВт	Л-5 від КТП-491	1,391 км, марка проводу AsXSn 4x50 мм, А-25, сумарна проектна потужність 89 кВт
КТП-491	250 кВА (60 %) (215 А при Ін 359 А)	КТП-491	250 кВА (53 %) (190 А при Ін 359 А)
		Л-1 від КТП нова	1,32 км, марка проводу AsXSn 4x50 мм, А-25, сумарна проектна потужність 111 кВт
		Л-2 від КТП нова	1,55 км, марка проводу AsXSn 4x70 мм, А-25, сумарна проектна потужність 66 кВт
		Л-3 від КТП нова	1,872 км, марка проводу AsXSn 4x70 мм, А-35, А-25, А-16, сумарна проектна потужність 105 кВт
		Л-4 від КТП нова	1,428 км, марка проводу AsXSn 4x70 мм, А-25, сумарна проектна потужність 61 кВт
		КТП	250 кВА (39 %)

		нова	(140 А при Ін 359 А)
--	--	------	----------------------

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 2968,35 тис.грн. без ПДВ.

Схемне рішення по встановленню даної розвантажувальної ТП-10/0,4 кВ див.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 2255,95 тис.грн. (без ПДВ).

Розрахунок економічного ефекту:

Назва	Існуюча				Після реконструкції								Разом
	КТП-105	КТП-183	КТП-104	КТП-481	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	Л-2	Л-1	Л-1	Л-5	
Встановлена потужність трансформатора,кВА	160,00	100,00	400,00	160,00	new								old
Додатковий трансформатор,МВА					260,00				160,00	100,00	400,00	160,00	
Довжина ліній 0,4кВ до реконструкції, км	4,41	2,11	3,26	2,85									
Довжина ліній 0,4кВ після реконструкції,км					1,32	1,66	1,87	1,48	3,00	0,63	1,36	1,30	
Довжина ліній по магістралі 0,4 кВ, км	2,50	1,25	2,10	2,03	0,98	0,62	1,24	0,81	1,95	0,32	1,24	1,18	
К-ть ліній, штук	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
Слід пінні в пров'одами А-, Ом (0,85 Ом/км)	6,18	2,48	3,78	3,32	1,12	1,32	2,18	1,68	3,68	0,62	1,58	1,82	
Втрати неробочого ходу т-ра,кВт	0,41	0,37	1,05	0,41	0,82				0,41	0,37	1,06	0,41	
Втрати короткого замикання т-ра,кВт	2,85	1,97	6,50	2,65	3,70				2,85	1,97	6,50	2,65	
Споживо електроенергії, кВт за місяць	18880,00	11487,00	10000,00	12248,00	3727,56	3727,66	3346,68	2485,03	11044,80	2208,92	11704,88	4893,95	
Кількість споживачів	107,00	43,00	102,00	62,00	27,00	27,00	17,00	18,00	80,00	16,00	85,00	34,00	
Середнє навантаження лінії, кВА	10,01	15,95	14,02	17,01	5,18	5,18	3,20	3,45	15,34	3,07	16,30	6,62	
Втрати через неякісну напругу, кВт*год за рік	10200,76	8016,28	7872,40	8186,00	0,38	0,00	0,00	1,60	0,00	0,00	0,00	0,40	1,00
Втрати електроенергії в ліній, кВт*год	101692,74	34240,00	40809,60	62622,64	1648,49	1933,38	9268,73	1085,82	48851,77	317,58	22824,53	3776,04	7870,45
ТВЕ від навантаження в т-рах, кВт*год	327,78	438,28		262,41	65,68				213,38	14,24	79,59	36,34	403,75
ТВЕ неробочого ходу в т-рах, кВт*год	3581,60	3197,40		3501,60	7163,20				3591,80	3197,40	9198,00	3891,60	26781,80
Сумарні втрати електроенергії,кВт*год	105483,13	37876,76	40809,60	69476,66	10818,67				49458,74	3514,23	32292,53	7401,08	105964,04
Ефективність, кВт*год													134981,02
Ефективність, тис.грн													107,80
Вартість інвестицій, тис.грн													2968,36
Термін окупності, роки													17,68

1.3 Реконструкція ПС, РП та ТП, усього з них:

1.3.1 Реконструкція ПС, РП та ТП 110 кВ:

1.3.1.1. Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Ворохта", смт.Ворохта Яремчанської міської ради Івано-Франківської області

ПС 110/35/10 кВ «Ворохта» введена в експлуатацію в 1969 році, одержує живлення від ПС 110/35/6 кВ «Надвірна» магістральною лінією 110 кВ з проміжним відбором потужності на ПС 110/35/10 кВ «Ямна». На ПС 110/35/10 кВ «Ворохта» встановлено два триобмоткових трансформатори потужністю 40 МВА та 25 МВА. На даний час ПС 110/35/10 кВ «Ворохта» є тупиковою та виконана за схемою «110-1 з використанням 1 вимикача на 2 трансформатора».

Введення у 2017 році ПЛ-110 кВ «Яворів-Ільці» дає змогу побудувати другу живлячу лінію 110 кВ до ПС 110/35/10 кВ «Ільці» та забезпечити резервне живлення для ПС 110/35/10 кВ «Ворохта», ПС 110/35/10 кВ «Ямна» від ПС 110/35/10 кВ «Косів», для ПС 110/35/10 кВ «Ільці» та ПС 110/10 кВ «Яворів» від ПС 110/35/6 кВ «Надвірна» та зробити друге коло 110 кВ між ПС 110/35/6 кВ «Надвірна» та ПС 110/35/10 кВ «Косів».

Відповідно до «Акту інженерного заключення про необхідність реконструкції ПС-110кВ Ворохта від 12.02.2019» та для забезпечення резервного живлення необхідно провести реконструкцію ПС 110/35/10 кВ «Ворохта» в частині переведення існуючої схеми «110-1 з використанням 1 вимикача на 2 трансформатора» (нетипова схема) в схему «110-4 містка з вимикачами в колах трансформаторів». ПС залишиться тупиковою, а після будівництва ПЛ-110 кВ «Ворохта – Ільці» буде транзитною.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2020-2024 роки» (стр.76 рік 2020) та завдання на проектування у 2018 році ТОВ «Львівенергомережпроект» розроблено робочий проект «Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ «Ворохта» смт. Ворохта Яремчанської міської ради Івано-Франківської області» за рахунок коштів ПП.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 73 918,01 тис.грн. без ПДВ.

Проект розпочатий в 2020 році, на 2021 рік заплановано завершення його реалізації. Проектом передбачається:

- реконструкція ВРУ 110 кВ;
- реконструкція ВРУ 35 кВ (частково);
- реконструкція будівлі ЗРУ-10 кВ;
- перезаведення двох ПЛ-35 кВ;
- заходи КЛ-35 кВ;
- засоби диспетчерсько-технологічного управління (телемеханізація);
- автоматична система обліку (АСКОЕ);
- релейний захист, управління та автоматизація;
- внутрішньомайданчикові будівлі і споруди;
- огорожа ПС;
- благоустрій ПС.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 41 975,00 тис.грн. (без ПДВ).

Інвестиційною програмою на 2021 рік передбачено завершити реконструкцію підстанції, розпочату в 2020 році.

Розрахунок економічного ефекту:

У зв'язку з особливістю розташування ПЛ-110 кВ «Ямна-Ворохта» та те, що ПС 110/35/10 кВ «Ворохта» заживлена лише по даній лінії невідпуск електроенергії споживачам ПС 110 кВ Ворохта:

$$\Delta W = 21,71 * 8 * 4 = 694,72 \text{ тис. кВт*год, де}$$

21,71 тис.кВт – навантаження ПС 110 кВ Ворохта;

8 год – середня тривалість простою;

4 – прогнозована кількість відключень на рік.

Також в зимовий період при складних погодних умовах, враховуючи довжину лінії 110 кВ Ямна-Ворохта прогнозується вимкнення споживачів ПС 110 кВ Ворохта тривалістю більше 24 год. При цьому недовідпуск складе $\Delta W = 21,72 * 24 = 521,28$ тис. кВт*год.

Також враховуємо, що при тривалості вимкнення більше 24 год необхідно виплатити матеріальне відшкодування споживачам в сумі 200 грн кожному. При кількості споживачів ПС 110 кВ Ворохта 6855 шт. сума матеріального відшкодування буде рівна 1371,0 тис. грн.

В грошовому еквіваленті недовідпуск буде рівним:

$$V_d = (694,72 + 521,28) * 1,045 = 1270,72 \text{ тис. грн.}$$

Враховуючи наявність споживача 1-ої категорії відсутність електропостачання може призвести до збитків та штрафних санкцій в розмірі близько 2 000 тис.грн.

Отже, термін окупності буде складати:

$$42\,665,71 / (2000 + 1270,72 + 1371,0) = 9,2 \text{ р.}$$

1.3.1.2. Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Крихівці"

ПС 110/35/10 кВ "Крихівці" побудована на південній околиці м.Івано-Франківськ. У зв'язку із постійним ростом навантаження (згідно режимного заміру навантаження становить 25,8 МВА) в місті Івано-Франківськ та на ПС 35 кВ, що отримують живлення, або резервуються від шин 35 кВ необхідно виконати реконструкцію даної підстанції із збільшенням трансформаторної потужності.

Від підстанції живиться споживачі м. Івано-Франківськ та Тисменицького району Івано-Франківської області. Від шин підстанції відходить лінії 35 кВ, від яких в нормальному режимі заживлено дві транзитні підстанції 35 кВ, дані лінії є зв'язком для ремонтного та аварійного режимів мережі між м. Івано-Франківськ, Богородчанським та Тисменицькими районами Івано-Франківської області.

Схема ПС 110/35/10 "Крихівці" – схема містка з блоком ВДКЗ-110 кВ з боку трансформаторів. Рік будівництва та введення в експлуатацію силового обладнання і ПРЗА – 1992.

Реконструкція ПС 110 кВ "Крихівці" з заміною електрообладнання ВРУ-110, ВРУ-35 та заміною комірок 10 кВ зумовлена їх фізичним та моральним зносом внаслідок тривалої понаднормової експлуатації, перевищення комутаційного та механічного ресурсу обладнання.

В устаткуванні ВРУ-110 присутній масляний вимикач ВМТ-110 кВ, маслonaповнені трансформатори напруги НКФ-110 та струму ТФНД-110, ошинування 110 кВ гнучке, підвішене на залізобетонних порталах. Основні характеристики вимикача ВМТ-110 такі як швидкість включення-відключення та перехідний опір знаходяться на гранично допустимій нормі. Внаслідок сильного зношення механічних елементів ненадійно працюють приводи вимикачів. Промисловість більше не випускає вимикачі даного типу та запасних частин до них. Залізобетонні портали ПС мають значні ерозійні пошкодження, ошиновка та контактна система ВРУ-110 також піддались впливу корозії, приводи роз'єднувачів мають деформації, порушене їх регулювання, опорна ізоляція підлягає заміні внаслідок зниження ізоляційних характеристик.

Блоки відділювач-короткозамикач на приєднаннях силових трансформаторів неодноразово призводили до аварійних ситуацій та відключення споживачів.

На ВРУ-35 встановлені масляні вимикачі ВМ-35 та ВТ-35, маслonaповнені трансформатори напруги ЗНОМ-35, ошинування 35 кВ гнучке, підвішене на металевих порталах. Вимикачі ВМ-35 та ВТ-35 з пружинними приводами типу ПП-67 повністю зношені, запчастини до вказаних вимикачів відсутні. Швидкісно-часові характеристики, значення перехідного опору контактної системи не відповідають нормі. Приводи роз'єднувачів мають деформації, порушене їх регулювання, опорна ізоляція підлягає заміні внаслідок зниження ізоляційних характеристик. На трансформаторах напруги 35 кВ наявні підтікання оливи через порушення герметичності.

В ЗРУ-10 кВ встановлено комірки типу КРУ-2-10, перебуваючи в експлуатації понад 35 років, неодноразово виникали перекриття ізоляції в комірках 10 кВ і на СШ-10 кВ. Внаслідок великих навантажень на СШ-10 кВ були пошкоджені окремі прохідні, опорні ізолятори внутрішньої установки, які на даний час зняті з виробництва. Компонівка СШ-10 кВ не дозволяє візуально перевірити надійність контактів ножів і губок. Ненадійність контактів призводить до аварійних відключень СШ-10 кВ.

Фізичний знос вказаного обладнання (згідно акту інженерного заключення) на даному об'єкті являється причиною високої аварійності і відповідно, затрат на усунення наслідків аварій, викликаних відмовою електрообладнання.

У зв'язку з встановленим застарілим обладнанням, а саме масляних вимикачів 110, 35 і 10 кВ, дана ПС потребує реконструкції ВРП-110 кВ, ВРП-35 кВ із заміною силових трансформаторів Т-1 та Т-2 на 40 МВА та КРП-10 кВ із модернізацією систем оперативного струму, що і передбачається. У зв'язку із тривалим терміном експлуатації, можливість використання демонтованих силових трансформаторів на інших ПС буде визначено на основі висновків експертних досліджень.

Для створення нормальних умов експлуатації підстанційного обладнання, покращення якості електроенергії переданої споживачам, підвищення надійності роботи обладнання ПС 110 кВ "Крихівці" необхідно виконати реконструкцію даної ПС відповідно до завдання на проектування та робочого проекту. Згідно проектно-кошторисної документації загальна вартість становить 150 726,86 тис.грн без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 97 889,99 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

У зв'язку із завантаженням та станом обладнання ПС 110/35/10 кВ «Крихівці» недовідпуск електроенергії споживачам ПС 110 кВ Крихівці:

$$\Delta W = 21,3 * 3 * 3 = 191,7 \text{ тис. кВт*год, де}$$

21,3 тис.кВт – навантаження ПС 110 кВ Крихівці;

3 год – середня тривалість простою;

3 – прогнозована кількість відключень на рік.

В грошовому еквіваленті недовідпуск буде рівним:

$$W_d = 191,7 * 1,045 = 200,33 \text{ тис. грн.}$$

Також факторами, що вплинуть на економічний ефект будуть:

1) Вартість реконструкції ПС Крихівці 110 кВ - $W_{\text{буд}}$;
2) Прогнозована кількість введів до ж/б масивів, $K_{\text{буд}}$. При цьому робимо припущення, що кількість 1Ф та 3Ф введів розділяться рівномірно від загальної кількості - $K_{\text{буд}} = K_{3\Phi} + K_{1\Phi}$;

3) Розраховуємо можливу потужність, за якою звернуться споживачі по технічних умовах стандартного приєднання - $K_{\text{ту}}$;

4) Розраховуємо надходження коштів від стандартного приєднання. При цьому приймаємо припущення що кожного року приєднуватиметься 5 частина замовників. Вартість приєднання 1 кВт в Івано-Франківській області дорівнює 2,8 тис.грн/*кВт без ПДВ - $W = K_{\text{ту}} * 2,8 / 5$;

5) Визначаємо витрати на реалізацію послуг стандартного приєднання, а саме витрати на будівництво введів до споживачів, які звертаються за ТУ. Вартість будівництва вводу три та одно фазного $V_{3\Phi}$ та $V_{1\Phi}$ складає відповідно 10,165 та 4,7 тис.грн за 1 шт.

$$\sum V_{3\Phi} = K_{3\Phi} * V_{3\Phi} / 5$$

$$\sum V_{1\Phi} = K_{1\Phi} * V_{1\Phi} / 5$$

6) Визначаємо залишок коштів, які надійшли від стандартного приєднання та витрачені на будівництво введів, протягом одного календарного року.

$$Z = W - \sum V_{3\Phi} - \sum V_{1\Phi}$$

7) Розраховуємо середнє споживання електроенергії споживачів які підключаються протягом року. Приймаємо середнє споживання 3Ф споживача на рівні 700 кВт*год/міс та 1Ф на рівні 400 кВт*год/міс., $E_{\text{сєр}}$

8) Визначаємо ефективність від збільшення корисного відпуску з врахуванням вартості розподілу електроенергії на рівні 0,804 грн/ кВт*год, $W_e = E_{\text{сєр}} * 0,804$

9) Термін окупності вираховуємо з співвідношення вартості будівництва до коштів які ми отримаємо за рахунок залишку (п.6) та додаткових коштів від передачі додаткової електроенергії. $TO = W_{\text{буд}} / (Z + W_e)$

Враховавши збільшення навантаження на ПС Крихівці результати розрахунку приведено в таблиці.

Проект	Вартість будівництва тис. грн	Заплановано надати послуги ст. приєднання заг. потужністю кВт	Надходження коштів від стандартного приєднання протягом року, тис. грн.
Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Крихівці"	150726,86	17000	8398

Проект	Витрати на реалізацію послуг		Залишок	Середнє споживання, кВт*год/рік	Ефективність від збільшення корисного відпуску, тис. грн/рік	Недовідпуск	Термін окупності
	Зф, тис.грн	Іф, тис.грн					
Формули	$\frac{\sum V_{3\phi} = K_{3\phi} * V_{3\phi}}{15}$	$\frac{\sum V_{1\phi} = K_{1\phi} * V_{1\phi}}{15}$	$Z = V_{\text{буд}} - \sum V_{3\phi} - \sum V_{1\phi}$	$E_{\text{ср}}$	$W_e = E_{\text{ср}} * 0,346$	Вд	$TO = \frac{V_{\text{буд}}}{(Z + W_e)}$
Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Крихівці"	508,25	235	7654,75	300000	103,800	200,33	18,94

1.3.1.3 Технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ "Галич" із заміною силового трансформатора, м. Галич, Івано-Франківської обл.

ПС 110/35/10 кВ "Галич" розташована біля м. Галич, схема ПС – схема містка з блоком ВД,КЗ-110 кВ з боку трансформаторів. Рік будівництва та введення в експлуатацію силового обладнання і ПРЗА – 1985.

Для створення нормальних умов експлуатації підстанційного обладнання, покращення якості електроенергії переданої споживачам, підвищення надійності роботи обладнання ПС 110 кВ "Галич" (згідно акту інженерного заключення та завданням на проектування) та у зв'язку із ростом генерації відновлювальними джерелами енергії розроблено робочий проект та у 2021 році передбачено заміну Т-1 на 25 МВА загальною вартістю (згідно ПКД) 31 052,40 тис.грн без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 23 483,26 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

У зв'язку можливим перевантаженням та відключенням силового трансформатора, недовідпуск складе:

$$\Delta W = 16,8 * 5 * 3 = 252 \text{ тис. кВт*год, де}$$

16,8 тис.кВт – потужність відновлювальних джерел енергії, підключених до ПС;

5 год – середня тривалість простою;

3 – прогнозована кількість відключень на рік.

Також в разі пошкодження трансформатора прогнозується вимкнення тривалістю близько 240 год. При цьому недовідпуск складе $\Delta W = 16,8 * 240 = 4032$ тис. кВт*год.

В грошовому еквіваленті недовідпуск буде рівним:

$$W_d = (252 + 4032) * 1,045 = 4476,78 \text{ тис. грн.}$$

Отже, термін окупності буде складати:

$$31052,4 / 4476,78 = 6,94 \text{ років.}$$

1.3.1.4. Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ Рожнів

Для підвищення енергоефективності електричних мереж Міністерством енергетики та вугільної промисловості України надано рекомендації Товариству щодо встановлення регульованих пристроїв компенсації реактивної потужності (БСК).

У 2017 році компанією розроблено «Техніко-економічне обґрунтування реконструкції ПС 35/10 кВ "Цуцилів" та ПС 35/10 кВ "Рожнів" з встановленням регульованого пристрою компенсації реактивної потужності». За результатами ТЕО визначено що на ПС 35/10 кВ "Рожнів" необхідно встановлення БСК потужністю 750 квар на шинах 10 кВ трансформатора Т-1 і 250 квар на шинах 10 кВ трансформатора Т-2. Річна економія від зменшення втрат електроенергії в мережах 35-110 кВ становить 328 тис. грн. (стр.95 ТЕО) «Акт інженерного заключення про необхідність компенсації реактивної потужності на ПС Рожнів-35/10 кВ від 02.04.2019» додається.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2020-2024 роки» (стр.76 рік 2020), «Техніко-економічного обґрунтування реконструкції ПС 35/10 кВ «Цуцилів» та ПС 35/10 кВ «Рожнів» з встановленням регульованого пристрою компенсації реактивної потужності» та завдання на проектування у 2019 році ТОВ «Енергобудмонтаж» розроблено проектно-кошторисну документацію «Технічне переоснащення ПС 35/10 кВ "Рожнів"» за рахунок коштів ІІІ.

Загальна вартість робіт відповідно до проектно-кошторисної документації складає **2 520,94 тис. грн (без ПДВ)**. Проект розпочатий в 2020 році, на 2021 рік заплановано завершення його реалізації.

Проектом передбачається:

- встановлення двох конденсаторних установок УКАР 10,5-250 на шинах 10 кВ трансформатора Т-2 та УКАР 10,5-250 на шинах 10 кВ трансформатора Т-1,
- встановлення двох комірок КРУН-10 з метою підключення до них конденсаторних установок з встановленням нових вакуумних вимикачів типу ВВ/VL-12-25-1000-У2, трансформатори струму ТОЛУ-10-100/5А 0,5/10Р, обмежувачі перенапруг – ОПНп-10/12,5/10/2, тип мікропроцесорного захисту РС-83-АВ2;
- облаштування схем управління та захисту конденсаторних установок з встановленням модульних пристроїв (Модуль процесорний 560CMR02 R0001, модуль живлення 560PSR00 R0001, модуль дискретних входів 560BIR01 R0001, модуль дискретних входів 560BIR01 R0002).

Встановлення регульованого пристрою компенсації реактивної потужності дозволить розвантажити живильні ЛЕП, силові трансформатори і розподільні пристрої, поліпшити якість електроенергії в мережі, знизити загальні витрати на її передачу, приєднати додаткові навантаження без збільшення потужності силових трансформаторів і без збільшення перерізу проводів ліній, збільшити термін служби електрообладнання.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за **1 596,00 тис.грн. (без ПДВ)**.

Розрахунок економічного ефекту:

Відповідно до розробленого «Техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) реконструкції ПС 35/10 кВ «Цуцилів» та ПС 35/10 кВ «Рожнів» з встановленням регульованого пристрою компенсації реактивної потужності» річна економія від зменшення втрат електроенергії в мережі 35-110 кВ становитиме 328 тис.грн.

Термін окупності складає:

$$T = 2520,94 / 328,00 = 7,68 \text{ років.}$$

1.3.2 Реконструкція ПС, РП та ТП 110 кВ:

1.3.2.1 Реконструкція ПС 35/10 кВ "Мехпреси" з заміною силового трансформатора, м. Галич, Івано-Франківської обл.

ПС 35/10 кВ "Мехпреси" є транзитною підстанцією Галицького району. Вона працює у транзиті 35 кВ і забезпечує електричною енергією споживачів Галицького району Івано-Франківській області. Сумарна потужність встановлених силових трансформаторів на підстанції становить 6,5 МВА. Основне силове обладнання і ПРЗА було введено в експлуатацію в 1985 році. У 2019 році у зв'язку із приєднанням джерел відновлювальної енергії до ЗШ-10 кВ підстанції було виконано заміну трансформатора Т-2 на трансформатор потужністю 4,0 МВА. У зв'язку із ростом генерації відновлювальними джерелами енергії, актом інженерного заклочення та завданням на проектування розроблено робочий проект та у 2021 році передбачено заміну Т-1 на 4,0 МВА загальною вартістю (згідно ПҚД) 4 035,11 тис.грн без ПДВ.

Заміну трансформатора передбачено у зв'язку із ростом генерації електричної енергії відновлювальними джерелами енергії та для забезпечення критерію N-1 в ремонтних та післяаварійних режимах. Завантаженість даного трансформатора у режимі максимальної генерації складатиме – 118,8%.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 3 831,91 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

У зв'язку можливим перевантаженням та відключенням силового трансформатора, недовідпуск складе:

$$\Delta W = 3,24 * 5 * 3 = 48,6 \text{ тис. кВт*год, де}$$

3,24 тис.кВт – потужність відновлювальних джерел енергії, підключених до ПС;

5 год – середня тривалість простою;

3 – прогнозована кількість відключень на рік.

Також в разі пошкодження трансформатора прогнозується вимкнення тривалістю близько 240 год. При цьому недовідпуск складе $\Delta W = 3,24 * 240 = 777,6$ тис. кВт*год.

В грошовому еквіваленті недовідпуск буде рівним:

$$W_d = (48,6 + 777,6) * 1,045 = 863,38 \text{ тис. грн.}$$

Отже, термін окупності буде складати:

$$4035,11 / 863,38 = 4,67 \text{ років.}$$

1.3.2.2 Реконструкція ПС 35/10 кВ "Ісаків" з заміною силового трансформатора, с. Ісаків, Івано-Франківської обл.

ПС 35/10 кВ "Ісаків" є транзитною підстанцією Тлумацького району. Вона працює у транзиті 35 кВ і забезпечує електричною енергією споживачів Тлумацького району Івано-Франківської області. Силові обладнання і ПРЗА було введено в експлуатацію в 1979 році. У зв'язку з ростом генерації відновлювальними джерелами енергії, актом інженерного заключення та завданням на проектування розроблено робочий проект та у 2021 році передбачено заміну Т-2 на 4 МВА вартістю 4264,32 тис.грн без ПДВ (згідно ПКД).

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 4 051,10 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

У зв'язку можливим перевантаженням та відключенням силового трансформатора, недовідпуск складе:

$$\Delta W = 4,2 * 5 * 3 = 63 \text{ тис. кВт*год, де}$$

4,2 тис.кВт – потужність відновлювальних джерел енергії, підключених до ПС;

5 год – середня тривалість простою;

3 – прогнозована кількість відключень на рік.

Також в разі пошкодження трансформатора прогнозується вимкнення тривалістю близько 240 год. При цьому недовідпуск складе $\Delta W = 4,2 * 240 = 1008$ тис. кВт*год.

В грошовому еквіваленті недовідпуск буде рівним:

$$W_d = (63 + 1008) * 1,045 = 1119,2 \text{ тис. грн.}$$

Отже, термін окупності буде складати:

$$4264,32 / 1119,2 = 3,81 \text{ років.}$$

1.3.3 Реконструкція ПС, РП та ТП 6-10 кВ:

1.3.3.1. Реконструкція РП-3 м.Калуш

РП-3 м.Калуш побудована і введена в експлуатацію в 1972 році (з одним трансформатором потужністю 160 кВА) і знаходиться в аварійній будівлі КП Водоекотехсервіс. Через мережі РП-3 м.Калуш заживлена значна кількість багатоквартирних житлових будинків північної частини м.Калуш.

РП знаходиться в районі із забрудненою атмосферою II ступеня внаслідок впливу ТОВ «Карпатнафтохім».

Будівельна частина РП знаходиться в аварійному стані внаслідок підтоплень, просідання конструкції та руйнування конструкцій даху та стін. Металеві конструкції комірок та обладнання пошкоджені корозією внаслідок впливу агресивного середовища. Вимикачі типу ВМПП-10-20/630 (8 шт) виробили свій ресурс, трансформатори напруги пошкоджені внаслідок старіння ізоляції та неодноразового впливу ферорезонансу, силовий трансформатор типу ТМ-160/6/0,4 кВ втратив герметичність через старіння гумових ущільнювачів, що підтверджується актом інженерного заключення від 08.06.2019, відповідно якого РП-3 м.Калуш підлягає заміні. Передбачається винос РП-3 в нову побудовану БКТП-6/0,4 кВ із спрощеною схемою живлення з використанням вимикачів навантаження замість масляних вимикачів.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Реконструкція РП-3 м.Калуш».

Відповідно даного проекту передбачається:

- будівництво одностанційної БКТП-6/0,4кВ потужність 160 кВА;
- будівництво КЛ-6 кВ від РП-6 кВ РП-3 пр. «ТП-486», «ТП-533», «ТП-541» до РП-6 кВ проектованої БКТП-6/0,4 кВ;
- переадресування споживачів від РП-0,4кВ РП-3 до РП-6кВ побудованої БКТП-6/0,4кВ.

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 2500 тис.грн. (без ПДВ).

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 919,93 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

У зв'язку із аварійним станом будівельної частини та обладнання РП-3 недовідпуск електроенергії споживачам, живлячі мережі яких проходять через РП-3:

$$\Delta W = 3,24 * 3 * 6 = 58,32 \text{ тис. кВт*год, де}$$

3,24 тис.кВт – навантаження в мережах РП-3;

3 год – середня тривалість простою;

6 – прогнозована кількість відключень на рік.

Також в прогнозується вимкнення споживачів РП-3 тривалістю більше 24 год. При цьому недовідпуск складе $\Delta W = 3,24 * 24 = 77,76$ тис. кВт*год.

Також враховуємо, що при тривалості вимкнення більше 24 год необхідно виплатити матеріальне відшкодування споживачам в сумі 200 грн кожному. При кількості споживачів ПС 35 кВ ЦНДЛ 4212 шт. сума матеріального відшкодування буде рівна 842,4 тис. грн.

В грошовому еквіваленті недовідпуск буде рівним:

$$W_d = (58,32 + 77,76) * 1,045 = 142,2 \text{ тис. грн.}$$

Отже, термін окупності буде складати:

$$2500,00 / (142,2 + 842,4) = 2,54 \text{ років.}$$

1.3.3.2. Технічне переоснащення ТП-165 с.Яворів Долинського району з переведенням з напруги 6кВ на 10кВ та будівництвом ділянки ПЛ-10кВ до ПЛ-10кВ пр.Якубів від ПС 35кВ "Надіїв"

ТП-6/0,4 кВ №165 с.Яворів Долинського району побудоване в 1972 році. Отримує живлення від ПЛ-6 кВ, яка є власністю НГВУ «Долинанафтогаз» та знаходиться в незадовільному технічному стані.

Жителі с. Яворів, які є споживачами від ТП-165 неодноразово зверталися у філію «Західна» АТ «Прикарпаттяобленерго» зі скаргами на часті вимкнення електроенергії від ТП-165. Кількість вимкнень, зафіксованих за 2019 рік – 22 од.

Згідно «Акту інженерного заключення про технічний стан і необхідність перепідключення ТП-165 у Яворів від 12.06.2019р» для надійного електропостачання споживачів ТП-165 с.Яворів Долинського району необхідно перезаживити даних абонентів від мереж АТ «Прикарпаттяобленерго», а саме від ПЛ-10кВ пр.Якубів від ПС 35кВ "Надіїв" з переводом обладнання ТП-165 з напруги 6/0,4 кВ на 10/0,4 кВ.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році розроблено робочий проект «Технічне переоснащення ТП-165 с.Яворів Долинського району з переведенням з напруги 6кВ на 10кВ та будівництвом ділянки ПЛ-10кВ до ПЛ-10кВ пр.Якубів від ПС 35кВ "Надіїв"».

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 2200 тис.грн. (без ПДВ).

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1 270,11 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Недовідпуск електроенергії споживачам ТП-165:

$$\Delta W = 0,186 * 15 * 15 = 41,85 \text{ тис. кВт*год, де}$$

0,186 тис.кВт – навантаження ТП-165;

15 год – середня тривалість простою;

15 – прогнозована кількість відключень на рік.

Також в прогнозується 7 вимкнень споживачів ТП-165 тривалістю більше 24 год. При цьому недовідпуск складе $\Delta W = 0,186 * 24 * 7 = 31,25$ тис. кВт*год.

Також враховуємо, що при тривалості вимкнення більше 24 год необхідно виплатити матеріальне відшкодування споживачам в сумі 200 грн кожному. При кількості споживачів ТП-165 189 шт. сума матеріального відшкодування буде рівна 37,8 тис. грн.

В грошовому еквіваленті недовідпуск буде рівним:

$$Вд = (41,85 + 31,25) * 1,045 = 73,1 \text{ тис. грн.}$$

Отже, термін окупності буде складати:

$$2200,00 / (73,1 + 37,8) = 19,84 \text{ років.}$$

1.4 Модернізація ПС, ТП та РП, усього з них:

1.4.1 Модернізація ПС, ТП та РП 35-110 кВ

1.4.1.1. Модернізація (технічне переоснащення) ПС Бурштин 110 кВ з заміною масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні

Станом на 01.01.2020 року на ПС 35-110 кВ АТ «Прикарпаттяобленерго» знаходиться в експлуатації 454 вимикачів 35 кВ із них 354 шт. масляних вимикачів 35 кВ. Всі ці вимикачі пропрацювали більше 25 років. Основну частину масляних вимикачів складають фізично зношені вимикачі С-35-630, ВТ-35-630 та ВМ-35-630, капітальний ремонт яких коштує, при

використанні запасних частин, близько 30% вартості нового вимикача. Ці апарати повністю вичерпали свій експлуатаційний ресурс, не забезпечують швидку дію і надійність релейного захисту, потребують великих непередбачених витрат на експлуатацію та ремонт.

Всього вимикачів 35 кВ на ПС 35-110 кВ	з них		Заплановано заміну згідно ІП 2021	Потрібно ще замінити в наступних роках
	масляних	вакуумних		
455	339	116	6	333

Інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається модернізація технічне переоснащення ПС 110/35/10 кВ Бурштин із заміною 6 масляних вимикачів 35 кВ на наступних приєднаннях: Т-1, Т-2, СВ-35, Рудка, Букачівці, Більшівці.

Всього вимикачів 35 кВ	з них		Заплановано заміну згідно ІП 2021	Потрібно ще замінити в наступних роках
	масляних	вакуумних з масляною ізоляцією		
6	3	3	6	0

Згідно «Акту інженерного заключення технічного стану масляних вимикачів 35кВ на ПС Бурштин-110/35/10 кВ» масляні вимикачі на ПС «Бурштин» технічно зношені, виробили свій ресурс, потребують значних витрат на ремонт та технічне обслуговування. Для доведення технічних характеристик до вимог заводів виробників масляні вимикачі потребують капітальних ремонтів з заміною основних вузлів та агрегатів. Через брак запчастин ремонт вимикачів не можливий та недоцільний (запчастини не випускаються заводами більш ніж десять років).

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» у 2020 році проектною групою АТ «Прикарпаттяобленерго» розроблено робочий проект «Технічне переоснащення ПС 110 кВ «Бурштин» з заміною масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні та модернізацією пристроїв РЗА».

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 7883,98 тис.грн без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 6 022,51 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Розрахунок економії затрат електроенергії на обігрів і технологічні потреби вимикачів і схем РЗА при заміні масляних на вакуумні.

Витрати електричної енергії на підігрів масляних вимикачів.

За даними Івано-Франківського гідрометеоцентра середньодобова температура повітря нижче +5° С в Івано-Франківській області спостерігається з 10 жовтня по 25 квітня і складає 197 днів на рік. При температурі +5° С і нижче повинні включатись обігрів комірок масляних вимикачів і схем РЗА:

$$197 \times 24 = 4728 \text{ год.}$$

Також необхідно використання обігріву баків вимикачів при зниженні температури зовнішнього повітря нижче - 25° С згідно ПТЕ. В середньому за рік маємо 20 днів з температурами, при яких необхідно використовувати обігрів баків вимикачів:

$$20 \times 24 = 480 \text{ год.}$$

Розрахунок споживання електричної енергії на обігрів одного МВ-35 кВ.

Потужність нагрівальних елементів становить:

- для обігріву привода – 1 кВт;
- для підігріву баків вимикачів – 4,5 кВт.

Витрати електричної енергії на обігрів масляних вимикачів:

№п/п	Обігрівач	Потужність обігріву, кВт	Тривалість роботи обігрівачів, год	Витрати ел.енергії,
------	-----------	--------------------------	------------------------------------	---------------------

				кВт*год
1.	Обігрів приводу	1	4728	4728
2.	Обігрів баку	4,5	480	2160

Загальна сума витрат електричної енергії на один вимикач за рік становить:

$$W_1 = 4728 + 2160 = 6888 \text{ кВт*год.}$$

Витрати електричної енергії на обігрів вакуумних вимикачів становить:

Для обігріву вакуумних вимикачів потрібен обігрівач тільки на обігрів приводу, а саме – 0,4 кВт, що складає:

$$W_2 = 0,4 \times 4728 = 1891,2 \text{ кВт*год.}$$

Економія електроенергії при заміні одного МВ на ВВ на рік складає:

$$W_3 = W_1 - W_2$$

$$W_3 = 6888 - 1891,2 = 4996,8 \text{ кВт*год.}$$

При тарифі 1,045 грн за 1 кВт*год, економія на обігрів складає:

$$E_1 = 4996,8 \times 1,045 = 5221,66 \text{ грн.}$$

Економія витрат на експлуатацію та обслуговування масляного вимикача.

Капітальний ремонт вимикача повинен виконуватись 1 раз в 6 років згідно ПУЕ, але у зв'язку з фізичним зносом МВ, проводиться додатковий капітальний ремонт один раз у 3 роки.

Виконання капітального ремонту вимикача 35 кВ вкючає, при необхідності, заміну контактної системи, мастиконаповнених вводів на вводи полімерні, тяг, складових частин привода, заміну 0,3 т трансформаторного масла.

Вартість робіт на 1 рік становить:

- капітальний ремонт:

$$V_k = 221500 / 6 \text{ р.} = 36917 \text{ грн.}$$

- поточний ремонт і експлуатація:

$$V_p = 136100 / 6 \text{ р.} = 22683 \text{ грн.}$$

Ремонтні затрати на один масляний вимикач на рік становить:

$$V_r = 36917 + 22683 = 59600 \text{ грн.}$$

Значні витрати на ремонтне обслуговування вакуумних вимикачів відсутні.

Вартість запасних частин від демонтажу: вводи конденсаторні, трансформаторне масло, котушки, трансформатори струму і інші деталі становить:

$$V_d = 22538 \text{ грн.}$$

Матеріали від демонтажу МВ-35	од.вимір.	кількість	ціна	вартість
Мастиконаповнений ввід ВПФ-35	шт	6	2730	16380
Привідний механізм ПП-67	шт	1	1840	1840
Бак	шт	3	2920	8760
Вбудований трансформатор струму	шт	6	4835	29010
Металобрухт, чорний	кг	320	20	6400
Металобрухт, кольоровий	кг	12	90	1080
Масло відпрацьовано	т	0,28	10000	2800
Разом				66270

Загальна економія при заміні одного МВ на вакуумний щорічно складає:

$$E = E_1 + V_r + E_2 = 5221,66 + 59600 = 64821,66 \text{ грн.}$$

При вартості вакуумного вимикача 1314,00 тис.грн.без ПДВ термін окупності становить:

$$T = (1314,00 - 66,27) / 64,82166 = 19,25 \text{ років.}$$

1.4.1.2 Модернізація ПС 35-110 кВ з заміною масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні

Станом на 01.01.2020 року на ПС 35-110 кВ АТ «Прикарпаттяобленерго» знаходиться в експлуатації 1536 вимикачів 10 кВ.

Всього	з них	Заплановано заміну	Залишиться ще
--------	-------	--------------------	---------------

вимикачів 6-10 кВ на ПС 35-110 кВ	масляних	вакуумних	на вакуумні, згідно ІП 2021	замінити в наступних роках
1536	705	831	30	660

Інвестиційної програми на 2020 рік передбачено замінити 26 шт. масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні ПС 35 кВ «Підпечари», «Тимениця», «Печеніжин», «Говмачик».

1.4.1.2.1 Технічне переоснащення ПС 35 кВ Підпечари із заміною масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні та модернізацією пристроїв РЗА:

Станом на 01.01.2020 р. на ПС 35 кВ «Підпечари» встановлено 8 масляних вимикачів 10 кВ типу ВМГ-10-630, ВПМ-10-630, які введені в експлуатацію в 1982 році.

Всього вимикачів 10 кВ	з них		Заплановано заміну згідно ІП 2021	Потрібно ще замінити в наступних роках
	масляних	вакуумних		
9	8	1	8	0

Згідно до «Акту інженерного заключення технічного стану масляних вимикачів 10кВ на ПС Підпечари-35/10 кВ» підлягають заміні 8 вимикачів типу ВМГ-10-630 та ВПМ-10-630, в експлуатації 38 років, що на 13 років перевищує їх ресурс, встановлений заводом-виробником. Так як фактичний термін експлуатації вимикачів значно перевищує нормативний, його подальша експлуатація загрожує надійності роботи мереж і безпеці обслуговуючого персоналу. Відновлення і ремонт масляного вимикача є економічно недоцільним.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році проектною групою АТ «Прикарпаттяобленерго» розроблено типовий робочий проект «Заміна МВ-10кВ на вакуумні».

Загальна вартість робіт (згідно ПКД) складає 2586,48 тис.грн без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1 531,23 тис. грн. без ПДВ.

1.4.1.2.2 Технічне переоснащення ПС 35 кВ Тисмениця із заміною масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні та модернізацією пристроїв РЗА:

Станом на 01.01.2020 р. на ПС 35 кВ «Тисмениця» встановлено 8 масляних вимикачів 10 кВ типу ВММ-10-400 та ВМ-10-630, які введені в експлуатацію в 1963 році.

Всього вимикачів 10 кВ	з них		Заплановано заміну згідно ІП 2021	Потрібно ще замінити в наступних роках
	масляних	вакуумних		
9	8	1	6	2

Згідно «Акту інженерного заключення технічного стану масляних вимикачів 10кВ на ПС Тисмениця-35/10кВ» підлягають заміні 6 вимикачів типу ВММ-10-400, в експлуатації 47 років, що більш як в два рази перевищує їх ресурс, встановлений заводом-виробником. Так як фактичний термін експлуатації вимикачів значно перевищує нормативний, його подальша експлуатація загрожує надійності роботи мереж і безпеці обслуговуючого персоналу. Відновлення і ремонт масляного вимикача є економічно недоцільним.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році проектною групою АТ «Прикарпаттяобленерго» розроблено типовий робочий проект «Заміна МВ-10кВ на вакуумні».

Загальна вартість робіт (згідно ПКД) складає 1939,86 тис.грн без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1 148,40 тис. грн. без ПДВ.

1.4.1.2.3 Технічне переоснащення ПС 35 кВ Печеніжин із заміною масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні та модернізацією пристроїв РЗА

Станом на 01.01.2020 р. на ПС 35 кВ «Печеніжин» встановлено 7 масляних вимикачів 10 кВ типу ВМГ-10-630, які введені в експлуатацію в 1972 році.

Всього вимикачів 10 кВ	з них		Заплановано заміну згідно ІП 2021	Потрібно ще замінити в наступних роках
	масляних	вакуумних		
10	7	3	7	0

Згідно «Акту інженерного заключення технічного стану масляних вимикачів 10кВ на ПС Печеніжин-35/10кВ» підлягають заміні 7 вимикачів типу ВМГ-10-630, в експлуатації 48 років, що майже в два рази перевищує їх ресурс, встановлений заводом-виробником. Так як фактичний термін експлуатації вимикачів значно перевищує нормативний, його подальша експлуатація загрожує надійності роботи мереж і безпеці обслуговуючого персоналу. Відновлення і ремонт масляного вимикача є економічно недоцільним.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році проектною групою АТ «Прикарпаттяобленерго» розроблено типовий робочий проект «Заміна МВ-10кВ на вакуумні».

Згідно розробленої проектно-кошторисної документації загальна вартість робіт складає 2263,17 тис.грн без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1 339,80 тис. грн. без ПДВ.

1.4.1.2.4 Технічне переоснащення ПС 35 кВ Товмачик із заміною масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні та модернізацією пристроїв РЗА

Станом на 01.01.2020 р. на ПС 35 кВ «Товмачик» встановлено 9 масляних вимикачів 10 кВ типу ВМГ-10-630, які введені в експлуатацію в 1978 році.

Всього вимикачів 10 кВ	з них		Заплановано заміну згідно ІП 2021	Потрібно ще замінити в наступних роках
	масляних	вакуумних		
9	9	0	9	0

Згідно «Акту інженерного заключення технічного стану масляних вимикачів 10кВ на ПС Товмачик-35/10кВ» підлягають заміні 9 вимикачів типу ВМГ-10-630, в експлуатації 42 роки, що на 17 років перевищує їх ресурс, встановлений заводом-виробником. Так як фактичний термін експлуатації вимикачів значно перевищує нормативний, його подальша експлуатація загрожує надійності роботи мереж і безпеці обслуговуючого персоналу. Відновлення і ремонт масляного вимикача є економічно недоцільним.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році проектною групою АТ «Прикарпаттяобленерго» розроблено типовий робочий проект «Заміна МВ-10кВ на вакуумні».

Загальна вартість робіт (згідно ПКД) складає 2909,79 тис.грн без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 1 722,60 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Витрати електричної енергії на обігрів масляних вимикачів.

За даними Івано-Франківського гідрометеоцентра середньодобова температура повітря нижче +5° С в Івано-Франківській області спостерігається з 10 жовтня по 25 квітня і складає 197 днів на рік. При температурі +5° С і нижче повинні включатись обігрівні комірки масляних вимикачів і схем РЗА.

Число годин роботи нагрівних елементів становить:

$$197 \times 24 = 4728 \text{ годин.}$$

Середнє споживання енергії на обігрів схем РЗА однієї комірки 10 кВ розраховується по формулі:

$$W_1 = P \times T,$$

де, $P = 0,5 \text{ кВт}$ – середнє споживання енергії на обігрів однієї комірки зі схемою РЗА.

$$W_1 = 0,5 \times 4728 = 2364 \text{ кВт*год.}$$

Споживання електроенергії на обігрів масляних вимикачів і їх приводів.

Для вимикачів 10 кВ потужність обігріву:

- зі сторони вимикача – 0,5 кВт;
- зі сторони привода – 0,5 кВт. Всього 1 кВт.

При роботі обігрівачів $T = 4728 \text{ год.}$ затрати електричної енергії на обігрів комірок складе:

$$W_2 = 1 \times 4728 = 4728,0 \text{ кВт*год.}$$

Всього споживання електроенергії одного МВ:

$$\sum W = W_1 + W_2 = 2364 + 4728 = 7092,0 \text{ кВт*год.}$$

Споживання електричної енергії на роботу вакуумних вимикачів.

Обігрів для вакуумних вимикачів 10 кВ не потрібен.

Споживання енергії реле УЗА –10 А 21 та МРЗС – 0,3 Вт :

$$W_3 = P \times T,$$

де, $P = 0,3 \text{ Вт}$ (паспортні дані),

$T = 8760$ – число годин використання в рік,

$$W_3 = P \times T = 0,003 \times 8760 = 26,28 \text{ кВт*год.}$$

Річна економія електричної енергії при заміні одного масляного вимикача на вакуумний з модернізацією захисту складе:

$$W = \sum W - W_3 = 7092 - 26,28 = 7065,72 \text{ кВт*год.}$$

При тарифі 1,045 грн за 1 кВт*год. економія на один вимикач складе:

$$E_1 = 7065,72 \times 1,045 = 7383,68 \text{ грн.}$$

Затрати на ремонт і технічне обслуговування МВ-10 кВ (ремонт привода після 2-5 вимкнень) на рік складає 9,5 тис. грн.

Вакуумні вимикачі не вимагають проведення капітального ремонту (тільки експлуатаційне обслуговування і контроль перехідного опору при наближенні до граничної величини відключень). Затрати на поточне обслуговування в рік складають 152 грн.

Економія затрат ремонту складає $E_p = 9500 - 152 = 9348 \text{ грн.}$

Вартість запасних частин матеріалів, отриманих від демонтажу МВ становить $E_d = 6,2 \text{ тис.грн.}$ (фазні горшки, відпрацьоване масло, котушки включення і вимкнення, тяги, заціпки, рухомі і нерухомі контакти, дугогасні камери).

Загальна економія від заміни масляного вимикача на вакуумний становить суму економії на підгрів, на ремонт МВ і від демонтажу МВ:

$$E = E_1 + E_p = 7,384 + 9,348 = 16,732 \text{ тис.грн.}$$

Термін окупності становить:

$$T = (9699,30 - 6,2 \times 30) / 16,732 \times 30 = 18,95 \text{ років.}$$

1.4.1.2.5 Модернізація (технічне переоснащення) ПС Брочків 35 кВ з заміною масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні.

Станом на 01.01.2019 р. на ПС 35 кВ «Брочків» встановлено 15 масляних вимикачів 10 кВ типу ВМГ-10-630, які введені в експлуатацію в 1966 році.

Всього вимикачів 10 кВ	з них		Заплановано заміну згідно ПП 2020	Потрібно ще замінити в наступних роках
	масляних	вакуумних		
15	7	8	7	0

Згідно до «Акту інженерного заключення технічного стану масляних вимикачів 10кВ на ПС Брочків-35/6кВ від 25.04.2019» підлягають заміні 7 вимикачів типу ВМГ-10-630, в

експлуатації 53 роки, що більш ніж у два рази перевищує їх ресурс, встановлений заводом-виробником. Так як фактичний термін експлуатації вимикачів значно перевищує нормативний, його подальша експлуатація загрожує надійності роботи мереж і безпеці обслуговуючого персоналу. Відновлення і ремонт масляного вимикача є економічно недоцільним.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2020-2024 роки» (стр.76 рік 2020) та завдання на проектування у 2019 році проектною групою АТ «Прикарпаттяобленерго» розроблено типовий робочий проект «Заміна МВ-10кВ на вакуумні».

Загальна вартість робіт складає 3533,39 тис.грн без ПДВ.

Проектом передбачається:

- Заміна вимикачів 10 кВ на вакуумні вимикачі типу Schneider Electric EasyPact EHE – 7 комп на струм 1250 А;
- Трансформатор струму ТОЛУ-10 3000/5 – 7 шт;
- Обмежувачі перенапруг 10 кВ ОПНп-10/7 2/10/1-III УХЛ1 – 21 шт;
- Панель релейного відсіку комірки рефрорфіту ШРЗА-ПР-10-ВВ-Б-2-21-УХЛ4 – 7 шт.
- пусконаладжувальні роботи.

Реалізація даного заходу підрядним способом в повному обсязі можлива за **1 740,87 тис. грн (без ПДВ).**

1.4.2 Модернізація ТП та РП 6-20 кВ:

Станом на 01.01.2020 р. в мережах АТ «Прикарпаттяобленерго» експлуатується 6580 шт комплектних трансформаторних підстанцій 6-10/0,4 кВ, з них підлягають реконструкції – 1159 шт та повній заміні – 363 шт. Тривала експлуатація ТП 6-10/0,4 кВ, які відслужили свій ресурс, під впливом зовнішніх факторів веде до старіння та пошкодження щитів комплектних трансформаторних підстанцій, їх ржавіння, що в свою чергу приводить до виходу з ладу силового обладнання, перерв в електропостачанні та недовідпуску електроенергії споживачам. Такі ТП вимагають частих непланових ремонтів. Крім того ТП, що монтувались в 60-70 роках в багатьох випадках виконані з порушенням вимог ПУЕ щодо допустимих габаритів. Дані невідповідності часто фіксуються представниками Держенергонагляду та відображаються в приписах.

Крім того станом на 01.01.2020 р в мережах АТ «Прикарпаттяобленерго» експлуатується 7 115 шт. із них 4729 шт – працюють більше 25 років. Тривала експлуатація силових трансформаторів, які відслужили свій ресурс, приводить до старіння та пошкодження ізоляції обмоток, що в свою чергу вимагає частішої заміни (доливання) масла та в кінцевому результаті приводить до виведення з ладу силового трансформатора в цілому.

Кількість силових трансформаторів 6-10 кВ на ТП 6-10 кВ	З них працюють більше 25 років та потребують заміни	Замінено згідно ІП 2016; ІП 2017; ІП 2018; ІП 2019	Заплановано заміну згідно ІП 2020	Потрібно ще замінити в наступних роках
7115	4729	211 (38; 100; 73; 43)	40	4646

Інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається модернізація ТП із заміною шаф та силових трансформаторів 6-10/0,4 кВ.

1.4.2.1 Модернізація ТП із заміною шаф та силових трансформаторів 6-10/0,4 кВ

Згідно «Актів інженерних заключень про технічний стан і необхідність заміни силових трансформаторів», актів замірів трансформатора та протоколів випробувань силового трансформатора передбачається модернізація ТП-10/0,4кВ із заміною шаф та трансформаторів в кількості 52 шт, а саме:

Обладнання	Вартість за одиницю, тис.грн.	Кількість	Загальна вартість, тис.грн.	Можлива вартість реалізації, тис. грн
Модернізація ТП із заміною шаф та силових трансформаторів 6-10/0,4 кВ		42	12 208,58	9 592,98
Модернізація ТП із заміною шафи та силового трансформатора на ТМГСО-100/10/0,4-У1, У/Ун-0	275,864	27	7 448,33	5 997,78
Модернізація ТП із заміною шафи та силового трансформатора на ТМГСО-160/10/0,4-У1, У/Ун-0	296,601	9	2 669,41	2 068,12
Модернізація ТП із заміною шафи та силового трансформатора на ТМГ-250/10/0,4-У1, У/Ун-0	348,473	6	2 090,84	1 527,08

Згідно типових проектів (100-160; 250) (відповідно до завдання на проектування 100-160; 250) розроблено кошторисну документацію на модернізацію ТП із заміною шаф та силових трансформаторів:

- ТМГСО-100/10/0,4 – 275,864 тис.грн. без ПДВ,
- ТМГСО-160/10/0,4 – 296,601 тис.грн. без ПДВ,
- ТМ-250/10/0,4 – 348,473 тис.грн. без ПДВ.

Відповідним типовим проектом передбачено:

- заміну силового трансформатора;
- заміну всіх металоконструкції КТП;
- заміну пристрою заземлення КТП;
- заміну роз'єднувача 6-10 кВ;
- заміну запобіжників ВН та НН;

- заміну рубильників та автоматів 0,4 кВ;
- заміну трансформаторів струму 0,4 кВ;
- заміну лічильника..

Перелік об'єктів, на яких передбачається модернізація ТП-10/0,4 кВ із заміною шаф та силових трансформаторів:

Модернізація ТП із заміною шафи та силового трансформатора на ТМГСО-100/10(6)/0,4-У1, У/Ун-0
КТП-19 с.Вербівка Рожнятівського району філії Західна
КТП-51 с. Спас Рожнятівського району філії Західна (ГКТП)
КТП-97 с.Ріпне Рожнятівського району філії Західна
КТП-165 п. Рикалівка Верховинського району філії Карпатська
КТП-83 с. Зелене Верховинського району філії Карпатська (ГКТП)
КТП-247 с. Ростокі Косівського району філії Карпатська
КТП-249 с. Ростокі Косівського району філії Карпатська
КТП-35 с. Рожнів Косівського району філії Карпатська
КТП-58 с. Річка Косівського району філії Карпатська
КТП-85 с. Шепіт Косівського району філії Карпатська
КТП-89 с. Город Косівського району філії Карпатська
КТП-376 с.Іваниківка Богородчанського району філії Південна
КТП-231 с. Микуличин Яремчанської міської ради філії Південна
КТП-108 с. Олешків Снятинського району філії Східна
КТП-119 с. Зібранівка Снятинського району філії Східна
КТП-144 с. Олешків Снятинського району філії Східна
КТП-157 с. Тучапи Снятинського району філії Східна
КТП-268 с. Трофанівка Снятинського району філії Східна
КТП-363 м. Снятин Снятинського району філії Східна
КТП-478 с. Любківці Снятинського району філії Східна
КТП-89 с. Стецева Снятинського району філії Східна
КТП-109 с.Мельники Глумацького району філії Східна
КТП-270 с. Гончарів Глумацького району філії Східна
КТП-150 с. Ст.Лисець Тисменицького району філії Центральна

КТП-274 с. Колодіївка Тисменицького району філії Центральна
КТП-176 с. Хохонів Галицького району філії Північна
КТП-116 с. Руда Рогатинського району філії Північна
Модернізація ТП із заміною шафи та силового трансформатора на ТМГСО-160/10(6)/0,4-У1, У/Ун-0
КТП-54 с. М. Тур'я Долинського району філії Західна (ГКТП)
ГКТП-80 с. Кропивник Долинського району філії Західна (ГКТП)
КТП-238 х.Кузьмінець Рожнятівського району філії Західна
КТП-194 с. Космач Косівського району філії Карпатська (ГКТП)
КТП-239 с. Тюдів Косівського району філії Карпатська
ГКТП-158 с. Топорівці Городенківського району філії Східна (ГКТП)
КТП-329 м. Снятин Снятинського району філії Східна (ГКТП)
КТП-388 м. Снятин Снятинського району філії Східна (ГКТП)
КТП-195 с. Бовшів Галицького району філії Північна
Модернізація ТП із заміною шафи та силового трансформатора на ТМГ-250/10(6)/0,4-У1, У/Ун-0
ГКТП-401 м. Надвірна Надвірнянського району філії Південна (ГКТП)
КТП-190 с.Скобичівка Богородчанського району філії Південна
КТП-150 с. Джурів Снятинського району філії Східна (ГКТП)
КТП-217 с.Угорники Тисменицького району філії Центральна
КТП-342 с. Чорнолізці Тисменицького району філії Центральна
ТП-52 с. Драгомирчани Тисменицького району філії Центральна

Розрахунок економічного ефекту:

Встановлено, що на КТП коефіцієнт зносу яких, відповідно до оцінки технічного стану, складає понад 70 % щорічно проводяться неплановий ремонт вартість якого в середньому складає 10200 грн. При цьому, кожне пошкодження на КТП в середньому супроводжується недовідпуском 1 тис. кВт.год. Збитки від недовідпуску електроенергії при цьому складають: $E=0,80445 \cdot 1000 = 804,45$ грн

Щорічні витрати та збитки в експлуатації одного КТП складуть:

$$B=E+P=0,80445+10,2 = 11,00445 \text{ тис.грн.}$$

Слід врахувати, що заміна КТП дозволить отримати від демонтажу запасні частини для повторного використання, зокрема: автоматичні вимикачі, грозозорядники, прохідні ізолятори, опорні ізолятори. Якщо припустити, що для повторного використання будуть придатні 50 % демонтованих елементів і їх зношення не перевищуватиме 50 %, орієнтовна вартість запасних частин від заміни одного КТП складе – 6480 грн.

Зниження втрат електроенергії вираховується, як сума зниження втрат неробочого ходу та короткого замикання.

$$dP = dP_{нх} + dP_{кз}$$

Зниження втрат електроенергії вираховуємо за виразом:

$$\Delta W = \delta P_{нн} * T + \delta P_{кз} * T_{max}$$

Як показує аналіз технічних даних трансформатори до 1971 р. в. мають значно вищі значення $\Delta P_{нн}$, $\Delta P_{кз}$. Результати аналізу:

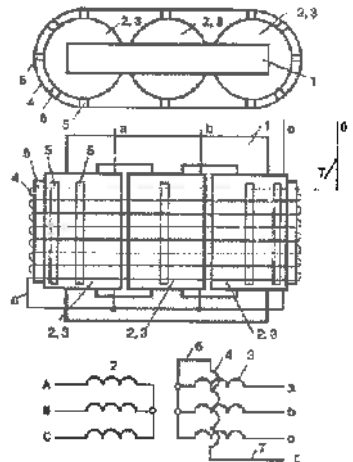
Потужність тр-ра	Вартість тр-ра	Паспортні дані				Економія, кВт*год/рік			Економія, від зменшення втрат ЕЕ, грн/рік	Додаткова економія ЕЕ від несиметрії		Термін окупності, років
		Трансформаторів що підлягають заміні		нових трансформаторів		$\Delta W_{нн}$	$\Delta W_{кз}$	Всього:		кВт*год/рік	грн/рік	
		$\Delta P_{нн}$	$\Delta P_{кз}$	$\Delta P_{нн}$	$\Delta P_{кз}$							
100	90550	0,49	1,97	0,26	1,75	4029,6	36,63	4066,2	4249,2	1600	1672	16,4
160	104827	0,73	2,65	0,375	2,35	6219,6	49,95	6269,6	6551,7	2800	2926	11,3
250	146874	0,92	3,7	0,53	3,25	6832,8	74,925	6907,7	7218,6			17,3
400	153850	1,56	6,2	0,75	4,6	14191,2	266,4	14457,6	15108,2			10,2

Як відомо, основними характеристиками, що визначають технічний рівень силових трансформаторів, є втрати електроенергії, матеріалоемність, якість виготовлення та надійність.

В мережах АТ «Прикарпаттяобленерго» переважно використовуються трансформатори із схемою з'єднання обмоток Y/Un (зірка – зірка-нуль). Але ці, найдешевші у виготовленні трансформатори, в експлуатації економічні тільки при симетричному навантаженні фаз. Реально, в мережах з великою кількістю однофазних споживачів, рівномірність їх підключення в часі пофазно порушується і втрати електричної енергії в таких трансформаторах різко зростають. Крім того несиметрія навантаження на сьогоднішній день є одною з основних причин незадовільної якості електроенергії у споживачів.

Втрати короткого замикання трансформатора P_k Y/Un залежать від величини струму в нульовому проводі і із його збільшенням різко зростають. Цей ріст обумовлений появою потоків нульової послідовності в магнітних системах трифазних трансформаторів Y/Un, створюваних струмами небалансу $I_{нб}$, що протікають в нульовому проводі мережі. Вони носять характер потоків розсіювання, аналогічних потокам короткого замикання $F_{кз}$, але за величиною вони значно більші, про що, зокрема, дозволяють судити співвідношення повних опорів Z_0 і $Z_{кз}$. Експериментальні дані показують, що Z_0 більше $Z_{кз}$ в 5 - 8 разів, а для деяких конструкцій трансформаторів - в 12 і більше разів. Звідси неминучим наслідком нерівномірності навантаження фаз в мережах з трансформаторами Y/Un є різке викривлення системи фазних напруг (на практиці це називають зміщенням нульової точки). Як результат - збільшення втрат і в лініях 0,4 кВ. Спотворення фазних напруг в реальних умовах експлуатації нерідко викликає їх відхилення, вже на низьковольтних вводах трансформатора значно перевищує норми. В кінці ліній, за даними досліджень, це відхилення напруг приблизно в два рази більше.

Дану проблему можна вирішити застосуванням в мережах ПАТ силових трансформаторів 10/0,4 кВ із симетруючими пристроями. В останні роки вітчизняними виробниками силових трансформаторів освоєно випуск трансформаторів типу ТМГСО – герметичних (Г), із спеціальними симетруючими обмотками (СО).



Трансформатор з СО являє собою окрему обмотку, покладену в вигляді бандажа поверх обмоток високої напруги трансформатора зі схемою з'єднання обмоток Y/Un (рис. 1). Обмотка розрахована на тривале протікання номінального струму трансформатора.

- 1 Трьохстержневий магнітопровід трифазного трансформатора.
- 2 Обмотки високої напруги.
- 3 Обмотки низької напруги.
- 4 Обмотка з компенсаційних витків.
- 5 Дистанційні клини.
- 6 Кінець компенсаційної обмотки, яка підключається до нейтралі обмоток низької напруги.
- 7 Кінець компенсаційної обмотки, який виводиться назовні.

СО включена в розріз нульового проводу трансформатора Y/Un з розрахунку на те, що при несиметричному навантаженні і появі струму в нульовому проводі створювані в магнітопроводі потоки нульової послідовності в робочих обмотках трансформатора Y/Un повністю компенсуються протилежно спрямованими потоками нульової послідовності F_{0k} від СО. Тим самим в кінцевому рахунку запобігає перекосу фазних напруг.

Дана конструкція значно знижує опір нульової послідовності силового трансформатора. Це означає істотне збільшення струмів однофазного короткого замикання і є одним з переваг трансформаторів Y/Un з СО, тому що забезпечує легку і надійну наладку захисту і його чітку роботу при КЗ. Крім того, руйнівний вплив збільшеного струму однофазного КЗ на обмотки трансформатора Y/Un з СО значно нижче, ніж від струму КЗ при відсутності компенсаційної обмотки, так як несиметричний потік нульової послідовності повністю компенсується.

У цих трансформаторах не виникає перегріву струмами нульової послідовності при нерівномірному навантаженні фаз і при сумарній потужності навантаження, що дорівнює номінальній, що істотно зменшує втрати електроенергії. Симетруюча обмотка являє собою котушки індуктивності, додатково підключені до обмоток трансформатора і з'єднані в загальну точку. Усуваючи нульовий зсув, вона забезпечує:

- рівномірність фазних напруг при несиметричному навантаженні;
- покращення синусоїдальності кривої напруги при наявності нелінійних приладів;
- відсутність додаткового нагріву бака потоками F₀;
- підвищення стійкості до однофазних струмів КЗ;
- надійність роботи захисту.

Розрахунок економічної ефективності роботи симетруючих пристроїв

Для аналізу застосовано середньостатистичну мережу 0,4 кВ з такими параметрами: потужність трансформатора - 100 кВА (з урахуванням побутових споживачів); довжина лінії - 0,8 км; кількість ліній на одній ТП - 2,5; перетин лінії - 35 мм². Розрахунок проводився в залежності від величини струму в нульовому проводі, значення якого змінювалось від 0 до 0,5 номінального фазного. Навантаження ліній 0,4 кВ прийнято пропорційним потужності трансформатора, від якого вони живляться і рівномірно розподіленим по всій довжині. Час використання максимуму навантаження в році - 2000 годин.

Розрахунки додаткових втрат електричної енергії за рахунок несиметричного навантаження виконані за формулами з застосуванням методу симетричних складових. Перетин нульового проводу приймався рівним перетину фазних проводів. Результати розрахунків наведено в табл. 1 (S_n - номінальна потужність трансформатора, кВА; I_{нб} - струм в нульовому проводі (у відносних одиницях); P_к - втрати короткого замикання, Вт; ΔP_д - додаткові втрати електроенергії в лініях мережі з трансформаторами Y/Un в порівнянні з мережею з трансформаторами Y/Un з СО; Q - річна економія електроенергії в мережах з трансформаторами Y/Un з СО в порівнянні з мережами з трансформаторами Y/Un).

Розрахунок втрат електроенергії в трансформаторах за рахунок несиметричного навантаження.

S _n , кВА	Тип,	I _{нб}	P _к , Вт	ΔP _д , кВт	Q, кВт*год
----------------------	------	-----------------	---------------------	-----------------------	------------

	січення проводу		У/Ун	У/Ун з СО	У/Ун	У/Ун
100	А35	0	1970	1970	0	0
100	А35	0,1	1941	1854	28	229
100	А35	0,2	2125	1770	168	1026
100	А35	0,25	2278	1739	307	1693
100	А35	0,3	2492	1716	509	2569
100	А35	0,4	3073	1693	1140	5037
100	А35	0,5	3857	1702	2150	8609

Використання СО в усередненій електричній мережі з трансформатором потужністю 100 кВА (при струмі в нульовому проводі, рівному 25% від номінального фазного) дозволяє знизити втрати електричної енергії від несиметрії напруг тільки за один рік експлуатації на 1693 кВт.год (в порівнянні з мережею з трансформаторами У/Ун без СО). Враховуючи, що в середньому вартість серійних трансформаторів типу ТМГСО на 10-15 % більше вартості трансформаторів ТМ (ТМГ), термін окупності трансформатора ТМГСО-100 кВА в середньому складе 6 місяців.

Розрахунки термінів окупності трансформаторів ТМГСО 25-250 кВА в залежності від величини струму в нульовому проводі дали результати, наведені в табл.

Термін окупності трансформаторів У / Ун з СО, років.

Інб	Номінальна потужність трансформатора У/Ун з СО, кВА					
	25	40	63	100	160	250
0,1	13,5	7	5,1	4,7	2,9	1,9
0,2	3,2	1,7	1,2	1,0	0,6	0,4
0,25	2,0	1,0	0,7	0,6	0,4	0,2
0,3	1,4	0,7	0,5	0,4	0,2	0,2
0,4	0,7	0,4	0,2	0,2	0,1	0,1
0,5	0,4	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1

Згідно актів інженерного заключення про необхідність заміни силового трансформатора ремонт та експлуатація таких силових трансформаторів є економічно невигідне з наступних причин:

- 1) технічні характеристики такого обладнання не досконалі, що ускладнює їх ремонт і вимагає значних матеріальних затрат, вимагає скорочення міжремонтних термінів;
- 2) рівень втрат неробочого ходу у півтора-два рази вищий від сучасних трансформаторів, що приводить до значних втрат електроенергії.

1.4.2.2 Модернізація ТП із заміною силових трансформаторів 6-10/0,4 кВ

Згідно «Актив інженерних заключень про технічний стан і необхідність заміни силових трансформаторів», актив замірів трансформатора та протоколів випробувань силового трансформатора передбачається модернізація ТП-10/0,4кВ із заміною трансформаторів в кількості 54 шт, а саме:

Обладнання	Вартість за одиницю, тис.грн.	Кількість	Загальна вартість, тис.грн.	Можлива вартість реалізації, тис. грн
Модернізація ТП із заміною силових трансформаторів 6-10/0,4 кВ		48	4 743,8	3 855,79
Силовий трансформатор ТМГСО-100/10/0,4-У1, У/Ун-0	90,550	29	2 625,95	2 204,03
Силовий трансформатор ТМГСО-160/10/0,4-У1, У/Ун-0	104,827	16	1 677,23	1 323,18
Силовий трансформатор ТМГ-250/10/0,4-У1, У/Ун-0	146,874	3	440,62	328,58

Згідно завдання на проектування та типових проектів розроблено копторисну документацію на модернізацію ТП із заміною силових трансформаторів:

- ТМГСО-100/10/0,4 – 90,55 тис.грн. без ПДВ (на заміну одного трансформатора),
- ТМГСО-160/10/0,4 – 104,827 тис.грн. без ПДВ (на заміну одного трансформатора),
- ТМ-250/10/0,4 – 146,874 тис.грн. без ПДВ (на заміну одного трансформатора).

Відповідним типовим проектом передбачено:

- заміну силового трансформатора;
- заміну запобіжників на стороні ВН та НН;
- заміну ввідного рубильника 0,4 кВ;
- заміну трансформаторів струму на вводі НН;
- заміну шин 0,4 кВ від силового трансформатора до ввідної комірочки.

Перелік об'єктів, на яких передбачається модернізація ТП-10/0,4 кВ із заміною силових трансформаторів:

Модернізація ТП із заміною силового трансформатора на ТМГСО-100/10(6)/0,4-У1, У/Ун-0
КТП-101 с. Перекося Т-1 Калуського району філії Західна
КТП-105 с. Підмихайля Т-1 Калуського району філії Західна
КТП-143 с. Грабівка Т-1 Калуського району філії Західна
ЩТП-131 с. Вістова Т-1 Калуського району філії Західна
КТП-300 смт. Рожнятів Т-1 Рожнятівського району філії Західна
КТП-39 с. Н.Струтин Т-1 Рожнятівського району філії Західна
КТП-403 с. Космач Т-1 Косівського району філії Карпатська
КТП-408 смт. Яблунів Т-1 Косівського району філії Карпатська
КТП-611 м. Косів Т-1 Косівського району філії Карпатська
КТП-81 с. Яворів Т-1 Косівського району філії Карпатська
КТП-214 с.Луквиця Т-1 Богородчанського району філії Південна
КТП-135 смт. Ланчин Т-1 Надвірнянського району філії Південна

КТП-197 с. Саджавка Т-1 Надвірнянського району філії Південна
КТП-214 с. Микуличин Т-1 Яремчанської міської ради філії Південна
КТП-163 с. Чортовець Т-1 Городенківського району філії Східна
КТП-238 с. Тростянець Т-1 Снятинського району філії Східна
КТП-33 с. Устя Т-1 Снятинського району філії Східна
КТП-334 с. Долішнє Залуччя Т-1 Снятинського району філії Східна
КТП-343 с. Красноставці Т-1 Снятинського району філії Східна
КТП-78 с. Прутівка Т-1 Снятинського району філії Східна
КТП-128 с. Грушка Т-1 Тлумацького району філії Східна
КТП-156 с. Кутище Т-1 Тлумацького району філії Східна
КТП-394 с. Ісаків Т-1 Тлумацького району філії Східна
КТП-407 с. Бортники Т-1 Тлумацького району філії Східна
КТП-133 с. Коростовичі Галицького району філії Північна
КТП-207 с. Ст. Мартинів Галицького району філії Північна
КТП-318 с. Рунгори Т-1 Коломийського району філії Коломийська
КТП-85 м. Коломия Т-1 Коломийського району філії Коломийська
КТП-112 с. Ценява Т-1 Коломийського району філії Коломийська
Модернізація ТП із заміною силового трансформатора на ТМГСО-160/10(6)/0,4-У1, У/Ун-0
ГКТП-15 м. Долина Т-1 Долинського району філії Західна
ГКТП-27 с. Ст. Мізунь Т-1 Долинського району філії Західна
КТП-144 с. Міжріччя Т-1 Долинського району філії Західна
КТП-28 с. Ст. Мізунь Т-1 Долинського району філії Західна
КТП-321 с. Оболоня Т-1 Долинського району філії Західна
ЩТП-333 м. Болехів Т-1 Долинського району філії Західна
ЩТП-82 с. Сливки Т-1 Рожнятівського району філії Західна
КТП-250 с. Хороцево Т-1 Верховинського району філії Карпатська
КТП-221 с. м. т Кути Т-1 Косівського району філії Карпатська
КТП-277 с. м. т Кути Т-1 Косівського району філії Карпатська
КТП-98 с. Л. Тарновиця Т-1 Надвірнянського району філії Південна

КТП-173 с. Лука Т-1 Городенківського району філії Східна
КТП-306 с. Стецева Т-1 Снятинського району філії Східна
КТП-417 м. Тисмениця Тисменицького району філії Центральна
КТП-58 с. Чукалівка Тисменицького району філії Центральна
КТП-247 с. Грабич Т-1 Коломийського району філії Коломийська
ТП-294 с. Олешів філії Східна
ТП-268 с. Григорів філії Північна
ТП-20 с. Прутівка філії Східна
ТП-530 с. Н. Вербіж філії Коломийська
ТП-267 с. Ст. Мізунь філії Західна
Модернізація ТП із заміною силового трансформатора на ТМГ-250/10(6)/0,4-У1, У/УН-0
КТП-193 с. Рашків Т-1 Городенківського району філії Східна
ЗТП-7 м.Івано-Франківськ Т-1 філії Центральна
КТП-210 с. Угринів Т-1 Тисменицького району філії Центральна
ТП-542 м. Косів в філії карпатська
ТП-178 с. Копанки філії Західна
ТП-404 м. Снятин філії Східна

Розрахунок економічного ефекту:

Зниження втрат електроенергії вираховується, як сума зниження втрат неробочого ходу та короткого замикання.

$$dP = dP_{нх} + dP_{кз}$$

Зниження втрат електроенергії вираховуємо за виразом:

$$\Delta W = \delta P_{нх} * T + \delta P_{кз} * T_{мах}$$

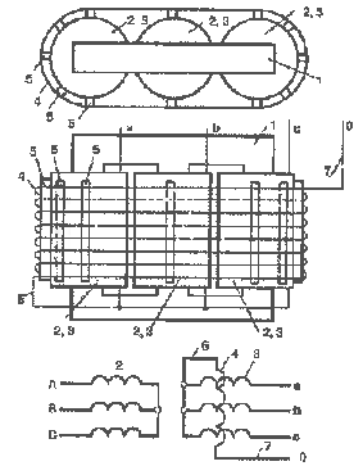
Як показує аналіз технічних даних трансформатори до 1971 р. в. мають значно вищі значення $\Delta P_{нх}$, $\Delta P_{кз}$. Результати аналізу:

Потужність тр-ра	Вартість тр-ра	Паспортні дані				Економія, кВт*год/рік			Економія, від зменшення втрат ЕЕ, грн/рік	Додаткова економія ЕЕ від несиметрії		Термін окупності, років
		Трансформаторів що підлягають заміні		нових трансформаторів								
		$\Delta P_{нх}$	$\Delta P_{кз}$	$\Delta P_{нх}$	$\Delta P_{кз}$	$\Delta W_{нх}$	$\Delta W_{кз}$	Всього:		кВт*год/рік	грн/рік	
100	90550	0,49	1,97	0,26	1,75	4029,6	36,63	4066,2	4249,2	1600	1672	16,4
160	104827	0,73	2,65	0,375	2,35	6219,6	49,95	6269,6	6551,7	2800	2926	11,3
250	146874	0,92	3,7	0,53	3,25	6832,8	74,925	6907,7	7218,6			17,3

400	153850	1,56	6,2	0,75	4,6	14191,2	266,4	14457,6	15108,2			10,2
-----	--------	------	-----	------	-----	---------	-------	---------	---------	--	--	------

Як відомо, основними характеристиками, що визначають технічний рівень силових трансформаторів, є втрати електроенергії, матеріалоемність, якість виготовлення та надійність.

В мережах АТ «Прикарпаттяобленерго» переважно використовуються трансформатори із схемою з'єднання обмоток Y/Y_n (зірка – зірка-нуль). Але ці, найдешевші у виготовленні трансформатори, в експлуатації економічні тільки при симетричному навантаженні фаз. Реально, в мережах з великою кількістю однофазних споживачів, рівномірність їх підключення в часі пофазно порушується і втрати електричної енергії в таких трансформаторах різко зростають. Крім того несиметрія навантаження на сьогоднішній день є однією з основних причин незадовільної якості електроенергії у споживачів.



Втрати короткого замикання трансформатора $R_k Y/Y_n$ залежать від величини струму в нульовому проводі і із його збільшенням різко зростають. Цей ріст обумовлений появою потоків нульової послідовності в магнітних системах трифазних трансформаторів Y/Y_n , створюваних струмами небалансу $I_{nб}$, що протікають в нульовому проводі мережі. Їх носять характер потоків розсіювання, аналогічних потокам короткого замикання $F_{кз}$, але за величиною вони значно більші, про що, зокрема, дозволяють судити співвідношення повних опорів Z_0 і $Z_{кз}$. Експериментальні дані показують, що Z_0 більше $Z_{кз}$ в 5 - 8 разів, а для деяких конструкцій трансформаторів - в 12 і більше разів. Звідси неминучим наслідком нерівномірності навантаження фаз в мережах з трансформаторами Y/Y_n є різке викривлення системи фазних напруг (на практиці це називають зміщенням нульової точки). Як результат - збільшення втрат і в лініях 0,4 кВ. Спотворення фазних напруг в реальних умовах експлуатації нерідко викликає їх відхилення, вже на низьковольтних вводах трансформатора значно перевищує норми. В кінці ліній, за даними досліджень, це відхилення напруг приблизно в два рази більше.

Дану проблему можна вирішити застосуванням в мережах ПАТ силових трансформаторів 10/0,4 кВ із симетруючими пристроями. В останні роки вітчизняними виробниками силових трансформаторів освоєно випуск трансформаторів типу ТМГСО – герметичних (Г), із спеціальними симетруючими обмотками (СО).

Трансформатор з СО являє собою окрему обмотку, покладену в вигляді бандажа поверх обмоток високої напруги трансформатора зі схемою з'єднання обмоток Y/Y_n (рис. 1). Обмотка розрахована на тривале протікання номінального струму трансформатора.

- 1 Трьохстержневий магнітопровід трифазного трансформатора.
- 2 Обмотки високої напруги.
- 3 Обмотки низької напруги.
- 4 Обмотка з компенсаційних витків.
- 5 Дистанційні клини.
- 6 Кінець компенсаційної обмотки, яка підключається до нейтралі обмоток низької напруги.
- 7 Кінець компенсаційної обмотки, який виводиться назовні.

СО включена в розріз нульового проводу трансформатора Y/Y_n з розрахунку на те, що при несиметричному навантаженні і появі струму в нульовому проводі створювані в магнітопроводі потоки нульової послідовності в робочих обмотках трансформатора Y/Y_n повністю компенсуються протилежно спрямованими потоками нульової послідовності $F_{0к}$ від СО. Тим самим в кінцевому рахунку запобігає перекосу фазних напруг.

Дана конструкція значно знижує опір нульової послідовності силового трансформатора. Це означає істотне збільшення струмів однофазного короткого замикання і є одним з переваг трансформаторів Y/Y_n з СО, тому що забезпечує легку і надійну наладку захисту і його чітку роботу при КЗ. Крім того, руйнівний вплив збільшеного струму

однофазного КЗ на обмотки трансформатора Y/Un з СО значно нижче, ніж від струму КЗ при відсутності компенсаційної обмотки, так як несиметричний потік нульової послідовності повністю компенсується.

У цих трансформаторах не виникає перегріву струмами нульової послідовності при нерівномірному навантаженні фаз і при сумарній потужності навантаження, що дорівнює номінальній, що істотно зменшує втрати електроенергії. Симетруюча обмотка являє собою котушки індуктивності, додатково підключені до обмоток трансформатора і з'єднані в загальну точку. Усуваючи нульовий зсув, вона забезпечує:

- рівномірність фазних напруг при несиметричному навантаженні;
- покращення синусоїдальності кривої напруги при наявності нелінійних приладів;
- відсутність додаткового нагріву бака потоками F0;
- підвищення стійкості до однофазних струмів КЗ;
- надійність роботи захисту.

Розрахунок економічної ефективності роботи симетруючих пристроїв

Для аналізу застосовано середньостатистичну мережу 0,4 кВ з такими параметрами: потужність трансформатора - 100 кВА (з урахуванням побутових споживачів); довжина лінії - 0,8 км; кількість ліній на одній ТП - 2,5; перетин лінії - 35 мм². Розрахунок проводився в залежності від величини струму в нульовому проводі, значення якого змінювалось від 0 до 0,5 номінального фазного. Навантаження ліній 0,4 кВ прийнято пропорційним потужності трансформатора, від якого вони живляться і рівномірно розподіленим по всій довжині. Час використання максимуму навантаження в році - 2000 годин.

Розрахунки додаткових втрат електричної енергії за рахунок несиметричного навантаження виконані за формулами з застосуванням методу симетричних складових. Перетин нульового проводу приймався рівним перетину фазних проводів. Результати розрахунків наведено в табл. 1 (Sn - номінальна потужність трансформатора, кВА; Inб - струм в нульовому проводі (у відносних одиницях); Pк - втрати короткого замикання, Вт; ΔPд - додаткові втрати електроенергії в лініях мережі з трансформаторами Y/Un в порівнянні з мережею з трансформаторами Y/Un з СО; Q - річна економія електроенергії в мережах з трансформаторами Y/Un з СО в порівнянні з мережами з трансформаторами Y/Un).

Розрахунок втрат електроенергії в трансформаторах за рахунок несиметричного навантаження.

Sn, кВА	Тип, січення проводу	Inб	Pк, Вт		ΔPд, кВт	Q, кВт*год
			Y/Un	Y/Un з СО	Y/Un	Y/Un
100	A35	0	1970	1970	0	0
100	A35	0,1	1941	1854	28	229
100	A35	0,2	2125	1770	168	1026
100	A35	0,25	2278	1739	307	1693
100	A35	0,3	2492	1716	509	2569
100	A35	0,4	3073	1693	1140	5037
100	A35	0,5	3857	1702	2150	8609

Використання СО в усередненій електричній мережі з трансформатором потужністю 100 кВА (при струмі в нульовому проводі, рівному 25% від номінального фазного) дозволяє знизити втрати електричної енергії від несиметрії напруг тільки за один рік експлуатації на 1693 кВт.год (в порівнянні з мережею з трансформаторами Y/Un без СО). Враховуючи, що в середньому вартість серійних трансформаторів типу ТМГСО на 10-15 % більше вартості трансформаторів ТМ (ТМГ), термін окупності трансформатора ТМГСО-100 кВА в середньому складе 6 місяців.

Розрахунки термінів окупності трансформаторів ТМГСО 25-250 кВА в залежності від величини струму в нульовому проводі дали результати, наведені в табл.

Термін окупності трансформаторів Y / Un з СО, років.

Inб	Номінальна потужність трансформатора Y/Un з СО, кВА
-----	---

	25	40	63	100	160	250
0,1	13,5	7	5,1	4,7	2,9	1,9
0,2	3,2	1,7	1,2	1,0	0,6	0,4
0,25	2,0	1,0	0,7	0,6	0,4	0,2
0,3	1,4	0,7	0,5	0,4	0,2	0,2
0,4	0,7	0,4	0,2	0,2	0,1	0,1
0,5	0,4	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1

Згідно актів інженерного заключення про необхідність заміни силового трансформатора ремонт та експлуатація таких силових трансформаторів є економічно невигідне з наступних причин:

- 3) технічні характеристики такого обладнання не досконалі, що ускладнює їх ремонт і вимагає значних матеріальних затрат, вимагає скорочення міжремонтних термінів;
- 4) рівень втрат неробочого ходу у півтора-два рази вищий від сучасних трансформаторів, що приводить до значних втрат електроенергії.

1.4.2.3 Модернізація ТП з заміною масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні

1.4.2.3.1 Модернізація ЗТП 1003 Івано-Франківськ з заміною масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні

Станом на 01.01.2020 р. на ЗТП 1003 Івано-Франківськ встановлено 21 масляний вимикач 10 кВ типу ВМГП-10-20-630, які введені в експлуатацію в 1991 році.

Всього вимикачів 10 кВ	з них		Заплановано заміну згідно ІП 2021	Потрібно ще замінити в наступних роках
	масляних	вакуумних		
21	21	0	21	0

Згідно «Акту інженерного заключення технічного стану масляних вимикачів 10кВ на ЗТП-1003 Івано-Франківськ» підлягає заміні 21 вимикачів типу ВМГП-10-20-630, в експлуатації 29 років, що перевищує їх ресурс, встановлений заводом-виробником. Так як фактичний термін експлуатації вимикачів значно перевищує нормативний, його подальша експлуатація загрожує надійності роботи мереж і безпеці обслуговуючого персоналу. Відновлення і ремонт масляного вимикача є економічно недоцільним.

Відповідно до «Плану розвитку системи розподілу АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021-2025 роки» та завдання на проектування у 2020 році проектною групою АТ «Прикарпаттяобленерго» розроблено типовий робочий проект «Заміна МВ-10кВ на вакуумні».

Загальна вартість робіт (згідно ПҚД) складає 8826,60 тис.грн без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 5 991,00 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту:

Витрати електричної енергії на обігрів масляних вимикачів.

За даними Івано-Франківського гідрометеоцентра середньодобова температура повітря нижче +5° С в Івано-Франківській області спостерігається з 10 жовтня по 25 квітня і складає 197 днів на рік. При температурі +5° С і нижче повинні включатись обігриви комірок масляних вимикачів і схем РЗА.

Число годин роботи нагрівних елементів становить:

$$197 \times 24 = 4728 \text{ годин.}$$

Середнє споживання енергії на обігрів схем РЗА однієї комірки 10 кВ розраховується по формулі:

$$W_1 = P \times T,$$

де, P = 0,5 кВт – середнє споживання енергії на обігрів однієї комірки зі схемою РЗА.

$$W_1 = 0,5 \times 4728 = 2364 \text{ кВт*год.}$$

Споживання електроенергії на обігрів масляних вимикачів і їх приводів.

Для вимикачів 10 кВ потужність обігріву:

- зі сторони вимикача – 0,5 кВт;
- зі сторони привода – 0,5 кВт. Всього 1 кВт.

При роботі обігрівачів $T = 4728$ год. затрати електричної енергії на обігрів комірок складе:

$$W_2 = 1 \times 4728 = 4728,0 \text{ кВт*год.}$$

Всього споживання електроенергії одного МВ:

$$\sum W = W_1 + W_2 = 2364 + 4728 = 7092,0 \text{ кВт*год.}$$

Споживання електричної енергії на роботу вакуумних вимикачів.

Обігрів для вакуумних вимикачів 10 кВ не потрібен.

Споживання енергії реле УЗА – 10 А 21 та МРЗС – 0,3 Вт :

$$W_3 = P \times T,$$

де, $P = 0,3$ Вт (паспортні дані),

$T = 8760$ – число годин використання в рік,

$$W_3 = P \times T = 0,003 \times 8760 = 26,28 \text{ кВт*год.}$$

Річна економія електричної енергії при заміні одного масляного вимикача на вакуумний з модернізацією захисту складе:

$$W = \sum W - W_3 = 7092 - 26,28 = 7065,72 \text{ кВт*год.}$$

При тарифі 1,045 грн за 1 кВт*год. економія на один вимикач складе:

$$E_1 = 7065,72 \times 1,045 = 7383,68 \text{ грн.}$$

Затрати на ремонт і технічне обслуговування МВ-10 кВ (ремонт привода після 2-5 вимкнень) на рік складає 14,5 тис. грн.

Вакуумні вимикачі не вимагають проведення капітального ремонту (тільки експлуатаційне обслуговування і контроль перехідного опору при наблизенні до граничної величини відключень). Затрати на поточне обслуговування в рік складають 152 грн.

Економія затрат ремонту складає $E_p = 14500 - 152 = 14348$ грн.

Вартість запасних частин матеріалів, отриманих від демонтажу МВ становить $E_d = 6,2$ тис.грн.(фазні горшки, відпрацьоване масло, котушки включення і вимкнення, тяги, зачіпки, рухомі і нерухомі контакти, дугогасні камери).

Загальна економія від заміни масляного вимикача на вакуумний становить суму економії на підігрів, на ремонт МВ і від демонтажу МВ та суму компенсацій:

$$E = E_1 + E_p = 7,384 + 14,348 = 21,732 \text{ тис.грн.}$$

Термін окупності становить:

$$T = (8826,60 - 6,2 \times 21) / 21,732 \times 21 = 19,06 \text{ років.}$$

1.5. Інше

1.5.1 ПКД та експертиза ПЛ (КЛ, ПС) 0,4-110 кВ

Інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається розробити проектно-кошторисної документації на загальну вартість 13 321,86 тис.грн. без ПДВ.

1.5.1.1. Проектування КЛ-0,4 кВ

Передбачається розробити проектно-кошторисної документації для технічного переоснащення 4,85 км КЛ-0,4 кВ на загальну вартість 713,51 тис.грн. без ПДВ.

№ з/п	Найменування заходів інвестиційної програми	Од. виміру	Вартість одиниці продукції тис.грн. (без ПДВ)	Усього		
				кількість	Кошторисна вартість, тис.грн без ПДВ	Вартість виконання, тис. грн. без ПДВ
1	Розробка ПКД "Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ТП-287 до Стуса, 11а м.Івано-Франківськ"	км	75,00	0,30	22,50	9,54
2	Розробка ПКД "Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ТП-287 до Стуса, 11а м.Івано-Франківськ"	км	206,27	0,30	61,88	24,95
3	Розробка ПКД "Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ТП-265 до Стуса, 7,7А,9,9А м.Івано-Франківськ"	км	162,30	0,40	64,92	32,46
4	Розробка ПКД "Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ТП-285 до Стуса, 13 м.Івано-Франківськ"	км	75,00	0,20	15,00	7,58
5	Розробка ПКД "Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ТП-285 до Стуса, 13 м.Івано-Франківськ"	км	262,25	0,20	52,45	26,23
6	Розробка ПКД "Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ТП-20 до Незалежності, 36,36А,38 м.Івано-Франківськ"	км	136,87	0,75	102,65	51,32
7	Розробка ПКД "Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ТП-62 до Вовчинецька, 182 м.Івано-Франківськ"	км	75,00	0,50	37,50	18,75
8	Розробка ПКД "Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ТП-62 до Вовчинецька, 184,186 м.Івано-Франківськ"	км	166,86	0,50	83,43	41,72
9	Розробка ПКД "Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ТП-19 до Грюнвальдська, 2,4,6 м.Івано-Франківськ"	км	162,30	0,40	64,92	32,46
10	Розробка ПКД "Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ТП-104 до Гаркуші, 1,3,5,7,9,11а м.Івано-Франківськ"	км	173,97	0,35	60,89	30,44
11	Розробка ПКД "Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ТП-49 до Гаркуші, 8,12,12А,18,24,28,28А м.Івано-Франківськ"	км	200,44	0,25	50,11	25,05
12	Розробка ПКД "Технічне переоснащення КЛ-0,4 кВ від ТП-160 до Короля Данила, 11А, ПД.Бульвар, 28,28А,30,30А м.Івано-Франківськ"	км	138,94	0,70	97,26	48,63

1.5.1.2. Проектування КЛ-6-10 кВ

Передбачається розробити проектно-кошторисної документації для технічного переоснащення 3,15 км КЛ-6-10 кВ на загальну вартість **455,17 тис.грн. без ПДВ**.

№ з/п	Найменування заходів інвестиційної програми	Од. виміру	Вартість одиниці продукції тис.грн. (без ПДВ)	Усього		
				Кількість	Кошторисна вартість, тис.грн без ПДВ	Вартість виконання, тис. грн. без ПДВ
1	Розробка ПКД "Технічне переоснащення КЛ-10 кВ РП-9-ЗТП-284-І м.Івано-Франківськ"	км	75,00	0,60	45,00	20,69
2	Розробка ПКД "Технічне переоснащення КЛ-10 кВ РП-9-ЗТП-284-ІІ м.Івано-Франківськ"	км	180,37	0,60	108,22	48,70
3	Розробка ПКД "Технічне переоснащення КЛ-10 кВ ЗТП-284-ЗТП-285-І м.Івано-Франківськ"	км	75,00	0,40	30,00	13,33
4	Розробка ПКД "Технічне переоснащення КЛ-10 кВ ЗТП-284-ЗТП-285-ІІ м.Івано-Франківськ"	км	214,48	0,40	85,79	38,61
5	Розробка ПКД "Технічне переоснащення КЛ-10 кВ ТП-241-ТП-474, м.Івано-Франківськ"	км	159,80	0,60	95,88	43,15
6	Розробка ПКД "Технічне переоснащення КЛ-6 кВ ПС Сільмаш-ЗТП-119 м.Коломия"	км	164,15	0,55	90,28	40,62

1.5.1.3. Проектування розвантажувальних ТП-10/0,4 кВ

АТ «Прикарпаттяобленерго» включає заходів з проектування будівництва розвантажувальних ТП в кількості 101 шт в відповідності до актів інженерного заключення та затверджених завдань на проектування. Включення даних заходів в ІІ 2021 року зумовлене в основному зверненнями (скаргами) споживачів стосовно відхилення параметрів електричної енергії відносно нормального рівня. Будівництво розвантажувальних ТП 10/0,4 кВ згідно даних проектів включено в проєкт Інвестиційної програми АТ «Прикарпаттяобленерго» на 2022 рік.

Велика кількість розвантажувальних ТП зумовлена тим, що згідно вимог кодексу системи розподілу, ОСР несе відповідальність перед споживачем, в т.ч. і матеріальну, тому при порівнянні вартісних показників будівництва і реконструкції ПЛ-0,4 кВ з вартістю будівництва розвантажувальних ТП 10/0,4 кВ прийнято рішення, що за допомогою будівництва розвантажувальних ТП можна вирішити більшу кількість проблемних питань, так як вартість реконструкції однієї ПЛ-0,4 кВ аналогічна будівництву 8-10 розвантажувальних ТП.

Посилання на нормативно-правові акти, які регламентують необхідність виконання таких заходів (робіт):

- ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT);
- ДБН В.2.5-23:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення (укр) постанова НКРЕКП від 17.03.2021 №475.

№ п/п	Назва ПКД	Вартість, тис. грн. без ПДВ	Потужність трансформатора, кВА	Завантаженість трансформатора, %	Рік в.в.с.	Фізичні обсяги	Кількість споживачів	Фаза напруга в кінці ЛЕП-0,4, В, відпов. до замірів	SAIDI, хв	Очікуваний вплив на SAIDI, хв	Рік виконання БМР
1.5.1.3.1	ПКД"Будівництво розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ для розвантаження ТП-66 с. Мислівка філії Західна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	44,63	160	54%	1993	ПЛ-0,4 - 0,18 км; ПЛ-10 - 1,03 км; тр-тор – 100 кВА	67	185	0,5	-0,5	2022
1.5.1.3.2	ПКД"Будівництво розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ для розвантаження ТП-100 с.Полянечик філії Карпатська, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	40,67	100	59%	1973	ПЛ-0,4 - 0,08 км; ПЛ-10 - 0,8 км; тр-тор – 100 кВА	25	170	0,4	-0,4	2022
1.5.1.3.3	ПКД"Будівництво розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ для розвантаження ТП-64 Л-1 с.Снідавка філії Карпатська, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	44,88	100	57%	1970	ПЛ-0,4 - 0,04 км; ПЛ-10 - 1,0 км; тр-тор – 100 кВА	31	170	0,3	-0,3	2022
1.5.1.3.4	ПКД"Будівництво розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ для розвантаження ТП-64 Л-2 с.Снідавка філії Карпатська, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	43,81	100	57%	1970	ПЛ-0,4 - 0,04 км; ПЛ-10 - 1,0 км; тр-тор – 100 кВА	54	170	0,3	-0,3	2022
1.5.1.3.5	ПКД"Будівництво розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ для розвантаження ТП-7 с.Вербовель філії Карпатська, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	62,17	160	63%	1987	ПЛ-0,4 - 0,04 км; ПЛ-10 - 1,5 км; тр-тор – 100 кВА	74	152	0,24	-0,24	2022

1.5.1.3.6	ПКД"Будівництво розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ для розвантаження ТП-64 с.Пасічна філії Південна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектового ТП 10/0,4 кВ	25,19	100	75%	1976	ПЛ-0,4 - 0,086 км; ПЛ-10 - 0,047 км; тр-тор – 100 кВА	71	190	0,005	-0,005	2022
1.5.1.3.7	ПКД"Будівництво розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ для розвантаження ТП-150 с. Саджава філії Південна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектового ТП 10/0,4 кВ	51,18	100	125%	1961	ПЛ-0,4 - 0,2 км; ПЛ-10 - 1,2 км; тр-тор – 100 кВА	105	195	0,1	-0,1	2022
1.5.1.3.8	ПКД"Будівництво розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ для розвантаження ТП-141 с.Чорний Потік філії Південна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектового ТП 10/0,4 кВ	41,40	160	77%	1990	ПЛ-0,4 - 0,125 км; ПЛ-10 - 0,8 км; тр-тор – 100 кВА	77	180	0,2	-0,2	2022
1.5.1.3.9	ПКД"Будівництво розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ для розвантаження ТП-146 с.Бринь філії Північна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектового ТП 10/0,4 кВ	25,27	160	59%	1973	ПЛ-0,4 - 0,07 км; ПЛ-10 - 0,02 км; тр-тор – 100 кВА	64	194	0,14	-0,14	2022
1.5.1.3.10	ПКД"Будівництво розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ для розвантаження ТП-8 с.Кутці філії Північна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектового ТП 10/0,4 кВ	14,48	100	80%	1968	ПЛ-0,4 - 0,024 км; ПЛ-10 - 0,01 км; тр-тор – 100 кВА	47	190	0,10	-0,10	2022
1.5.1.3.11	ПКД"Будівництво розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ для розвантаження ТП-162 с.В.Линія філії Північна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектового ТП 10/0,4 кВ	27,97	160	58%	1968	ПЛ-0,4 - 0,3 км; ПЛ-10 - 0,01 км; тр-тор – 100 кВА	53	194	0,9	-0,9	2022

1.5.1.3.12	ПКД"Будівництво розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ для розвантаження ТП-89 с.Доливаня філії Північна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	24,54	100	85%	1968	ПЛ-0,4 - 0,3 км; ПЛ-10 - 0,01 км; тр-тор – 100 кВА	97	197	0,45	-0,45	2022
1.5.1.3.13	ПКД"Будівництво розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ для розвантаження ТП-260 с.Котківка філії Східна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	16,38	160	80%	1975	ПЛ-0,4 - 0,06 км; ПЛ-10 - 0,01 км; тр-тор – 100 кВА	128	192			2022
1.5.1.3.14	ПКД"Будівництво розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ для розвантаження ТП-319 с.Чернятин філії Східна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	17,80	250	77%	1977	ПЛ-0,4 - 0,087 км; ПЛ-10 - 0,01 км; тр-тор – 100 кВА	81	190			2022
1.5.1.3.15	ПКД"Будівництво розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ для розвантаження ТП-320 с.Чернятин філії Східна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	17,49	160	72%	1977	ПЛ-0,4 - 0,081 км; ПЛ-10 - 0,01 км; тр-тор – 100 кВА	99	195			2022
1.5.1.3.16	ПКД"Будівництво розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ для розвантаження ТП-156 с.Тушапи філії Східна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	27,77	160	64%	1985	ПЛ-0,4 - 0,426 км; ПЛ-10 - 0,01 км; тр-тор – 100 кВА	43	193			2022
1.5.1.3.17	ПКД"Будівництво розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ для розвантаження ТП-71 с.Стецька філії Східна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	50,14	100	59%	1986	ПЛ-0,4 - 0,05 км; ПЛ-10 - 1,562 км; тр-тор – 100 кВА	57	189			2022

1.5.1.3.18	ПКД"Будівництво розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ для розвантаження ТП-146 с.Рудинки філії Східна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	46,87	160	71%	1986	ПЛ-0,4 - 0,645 км; ПЛ-10 - 1,103 км; тр-тор - 100 кВА	106	195	0,36	-0,36	2022
1.5.1.3.19	ПКД"Будівництво розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ для розвантаження ТП-398 с.Старі Кривотули філії Центральна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	27,93	250	60%	1975	ПЛ-0,4 - 0,22 км; ПЛ-10 - 0,01 км; тр-тор - 160 кВА	34	176			2022
1.5.1.3.20	ПКД"Будівництво розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ для розвантаження ТП-391 с.Красилівка філії Центральна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	27,93	160	52%	1975	ПЛ-0,4 - 0,44 км; ПЛ-10 - 0,01 км; тр-тор - 100 кВА	50	180			2022
1.5.1.3.21	ПКД"Будівництво розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ для розвантаження ТП-190 с.Підлісся філії Центральна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	28,43	160	69%	1979	ПЛ-0,4 - 0,2 км; ПЛ-10 - 0,12 км; тр-тор - 160 кВА	55	196			2022
1.5.1.3.22	ПКД"Будівництво розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ для розвантаження ТП-517 с.Драгомирчани філії Центральна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	45,78	160	59%	1992	ПЛ-0,4 - 0,2 км; ПЛ-10 - 0,9 км; тр-тор - 100 кВА	84	192			2022
1.5.1.3.23	ПКД"Будівництво розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ для розвантаження ТП-52 с.Драгомирчани філії Центральна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	42,00	250	59%	1992	ПЛ-0,4 - 0,12 км; ПЛ-10 - 0,9 км; тр-тор - 160 кВА	64	191	0,033	-0,033	2022

1.5.1.3.24	ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП 10/0,4 кВ для розвантаження ТП-275 с.Колодівка філії Центральна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ	42,00	160	82%	1971	ПЛ-0,4 - 0,2 км; ПЛ-10 - 0,9 км; тр-тор - 100 кВА	55	180	0,01	-0,1	2022
1.5.1.3.25	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-498 с.Белелуя філії Східна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ	61,67	250	83%	1979	ПЛ-0,4 - 0,04 км; ПЛ-10 - 0,5 км; тр-тор - 100 кВА	58	187			2022
1.5.1.3.26	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-218 с.Лучали філії Східна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ	66,59	100	91%	1970	ПЛ-0,4 - 0,099 км; ПЛ-10 - 0,605 км; тр-тор - 100 кВА	61	180	0,01	-0,01	2022
1.5.1.3.27	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-98 с.Княже філії Східна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ	44,57	160	88%	1986	ПЛ-0,4 - 0,06 км; ПЛ-10 - 0,005 км; тр-тор - 100 кВА	93	188			2022
1.5.1.3.28	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-177 с.Бучачка філії Східна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ	61,52	100	139%	1976	ПЛ-0,4 - 0,03 км; ПЛ-10 - 0,505 км; тр-тор - 100 кВА	59	188	0,01	-0,01	2022
1.5.1.3.29	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-238 с.Петрів філії Східна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ	48,47	160	58%	2006	ПЛ-0,4 - 0,1 км; ПЛ-10 - 0,3 км; тр-тор - 100 кВА	81	190	0,20	-0,20	2022
1.5.1.3.30	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-227 с.Гарасимів філії Східна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення	49,37	100	68%	1978	ПЛ-0,4 - 0,1 км; ПЛ-10 - 0,03 км; тр-тор - 100 кВА	69	190	0,05	-0,05	2022

1.5.1.3.53	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-227 та ТП-239 м. Івано-Франківськ філії Центральна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	78,16	400	73%	1935	ПЛ-0,4 - 0,77 км; ПЛ-10 - 0,3 км; тр-гор – 160 кВА	243	200	0,42	-0,42	2022
1.5.1.3.54	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-241 м. Коломия філії Коломийська, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	37,67	160	56%	1972	ПЛ-0,4 - 0,12 км; ПЛ-10 - 0,02 км; тр-гор – 160 кВА	64	190	0,01	-0,01	2022
1.5.1.3.55	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-443 с. Тростянка філії Коломийська, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	47,12	100	62%	1984	ПЛ-0,4 - 0,03 км; ПЛ-10 - 0,025 км; тр-гор – 100 кВА	58	185			2022
1.5.1.3.56	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-122 с. Загайпіль філії Коломийська, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	47,27	160	55%	1978	ПЛ-0,4 - 0,03 км; ПЛ-10 - 0,03 км; тр-гор – 100 кВА	69	187	0,004	-0,004	2022
1.5.1.3.57	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-604 с. Спас філії Коломийська, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	46,97	400	59%	1967	ПЛ-0,4 - 0,03 км; ПЛ-10 - 0,02 км; тр-гор – 160 кВА	91	180			2022
1.5.1.3.58	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-353 с. Княждвір філії Коломийська, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для	46,97	160	56%	1970	ПЛ-0,4 - 0,05 км; ПЛ-10 - 0,4 км; тр-гор – 100 кВА	82	200	0,15	-0,15	2022

1.5.1.3.65	<u>ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ</u> <u>Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-373 с.Жураки філії Південна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ</u>	46,94	160	93%	1978	ПЛ-0,4 - 0,015 км; ПЛ-10 - 0,034 км; тр-гор – 100 кВА	28	180	0,42	-0,42	2022
1.5.1.3.66	<u>Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-113 с.Заріччя філії Південна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ</u>	78,72	250	56%	1987	ПЛ-0,4 - 0,17 км; ПЛ-10 - 1,3 км; тр-гор – 100 кВА	103	180	0,01	-0,01	2022
1.5.1.3.67	<u>Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-155 с.Заріччя філії Південна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ</u>	76,37	100	92%	1987	ПЛ-0,4 - 0,23 км; ПЛ-10 - 0,8 км; тр-гор – 100 кВА	98	186			2022
1.5.1.3.68	<u>Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-107 смт. Делятин філії Південна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ</u>	60,47	100	90%	1970	ПЛ-0,4 - 0,2 км; ПЛ-10 - 0,3 км; тр-гор – 100 кВА	50	190	0,11	-0,11	2022
1.5.1.3.69	<u>Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-109 смт. Делятин філії Південна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ</u>	88,02	160	75%	1973	ПЛ-0,4 - 0,08 км; ПЛ-10 - 1,3 км; тр-гор – 100 кВА	53	176	0,15	-0,15	2022
1.5.1.3.70	<u>Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-283 с.Микуличин філії Південна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ</u>	105,15	250	60%	1994	ПЛ-0,4 - 0,2 км; ПЛ-10 - 1,7 км; тр-гор – 100 кВА	23	192			2022

1.5.1.3.76	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-300 с.Кінашів філії Північна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ	63,47	160	58%	1972	ПЛ-0,4 - 0,06 км; ПЛ-10 - 0,21 км; тр-гор – 100 кВА	98	190	0,14	-0,14	2022
1.5.1.3.77	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-79 с.Бистрець філії Карпатська, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ	67,67	100	86%	1989	ПЛ-0,4 - 0,04 км; ПЛ-10 - 0,7 км; тр-гор – 100 кВА	33	180	0,01	-0,01	2022
1.5.1.3.78	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-183 смт.Верховина філії Карпатська, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ	70,97	250	91%	1977	ПЛ-0,4 - 0,25 км; ПЛ-10 - 0,6 км; тр-гор – 160 кВА	25	180	0,02	-0,02	2022
1.5.1.3.79	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-135 с.Голови філії Карпатська, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ	49,97	100	64%	1976	ПЛ-0,4 - 0,1 км; ПЛ-10 - 0,05 км; тр-гор – 100 кВА	33	180			2022
1.5.1.3.80	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-136 с.Люча філії Карпатська, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ	61,67	160	111%	1986	ПЛ-0,4 - 0,52 км; ПЛ-10 - 0,02 км; тр-гор – 100 кВА	113	180	0,16	-0,16	2022
1.5.1.3.81	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-177 с.Гечуча філії Карпатська, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ	49,07	100	59%	1969	ПЛ-0,4 - 0,04 км; ПЛ-10 - 0,08 км; тр-гор – 100 кВА	32	165	0,06	-0,06	2022

1.5.1.3.82	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-18 с.Вікторів філії Північна. ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектуваного ТП 10/0,4 кВ	57,17	160	59%	2011	ПЛ-0,4 - 0,12 км; ПЛ-10 - 0,27 км; тр-гор – 100 кВА	80	189		2022	
1.5.1.3.83	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-256 с.Болнарів філії Західна. ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектуваного ТП 10/0,4 кВ	58,97	250	64%	1972	ПЛ-0,4 - 0,05 км; ПЛ-10 - 0,4 км; тр-гор – 100 кВА	70	190	0,15	-0,15	2022
1.5.1.3.84	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-96 с.Болнарів філії Західна. ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектуваного ТП 10/0,4 кВ	51,47	160	59%	1972	ПЛ-0,4 - 0,2 км; ПЛ-10 - 0 км; тр-гор – 100 кВА	80	190	0,21	-0,21	2022
1.5.1.3.85	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-448 та ТП-407 м.Калуш філії Західна. ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектуваного ТП 10/0,4 кВ	65,57	400	66%	1967	ПЛ-0,4 - 0,2 км; ПЛ-10 - 0,34 км; тр-гор – 100 кВА	159	202	0,10	-0,10	2022
1.5.1.3.86	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-262 та ТП-54 с.Бабин Середній філії Західна. ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектуваного ТП 10/0,4 кВ	55,07	160	60%	1994	ПЛ-0,4 - 0,28 км; ПЛ-10 - 0,08 км; тр-гор – 100 кВА	76	195	0,07	-0,07	2022
1.5.1.3.87	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-61 с.Студінка філії Західна. ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектуваного ТП 10/0,4 кВ	55,97	250	74%	1992	ПЛ-0,4 - 0,06 км; ПЛ-10 - 0,29 км; тр-гор – 100 кВА	95	193	0,65	-0,65	2022

1.5.1.3.88	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-232 с.Томашівці філії Західна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ	49,67	160	56%	1958	ПЛ-0,4 - 0 км; ПЛ-10 - 0,14 км; тр-тор – 100 кВА	83	196	0,37	-0,37	2022
1.5.1.3.89	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-272 смт.Перегібек філії Західна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ	60,77	160	69%	1972	ПЛ-0,4 - 0,05 км; ПЛ-10 - 0,46 км; тр-тор – 160 кВА	68	190	0,12	-0,12	2022
1.5.1.3.90	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-10 с.Рівня філії Західна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ	54,47	160	75%	1973	ПЛ-0,4 - 0,15 км; ПЛ-10 - 0,35 км; тр-тор – 160 кВА	74	250	0,03	-0,03	2022
1.5.1.3.91	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-55 с.Лог'янка та ТП-56 с.Грабів філії Західна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ	64,44	160	59%	1972	ПЛ-0,4 - 0,35 км; ПЛ-10 - 0,01 км; тр-тор – 100 кВА	129	190	0,11	-0,11	2022
1.5.1.3.92	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-52 с.Обельниця філії Північна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ	67,67	100	66%	1983	ПЛ-0,4 - 0,04 км; ПЛ-10 - 0,07 км; тр-тор – 100 кВА	68	189	0,03	-0,03	2022
1.5.1.3.93	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-194 с.Тисів філії Західна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проектного ТП 10/0,4 кВ	45,77	160	94%	1985	ПЛ-0,4 - 0,1 км; ПЛ-10 - 0,01 км; тр-тор – 100 кВА	63	180	0,01	-0,01	2022

1.5.1.3.94	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-148 с.Мікрічка філії Західна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	73,97	100	60%	1987	ПЛ-0,4 - 0,3 км; ПЛ-10 - 0,65 км; тр-тор – 100 кВА	86	190	0,07	-0,07	2022
1.5.1.3.95	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-109 с.Станківці філії Західна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	37,67	100	88%	1992	ПЛ-0,4 - 0,13 км; ПЛ-10 - 0,01 км; тр-тор – 100 кВА	64	195	0,02	-0,02	2022
1.5.1.3.96	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-25 с.Новошин філії Західна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	45,47	100	97%	1990	ПЛ-0,4 - 0,05 км; ПЛ-10 - 0,05 км; тр-тор – 100 кВА	61	200	0,02	-0,02	2022
1.5.1.3.97	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-286 с.Якубів філії Західна, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	61,67	100	89%	1998	ПЛ-0,4 - 0,4 км; ПЛ-10 - 0,14 км; тр-тор – 100 кВА	65	191	0,16	-0,16	2022
1.5.1.3.98	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-191 с.Текуча філії Карпатська, ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	65,57	100	75%	1969	ПЛ-0,4 - 0,155 км; ПЛ-10 - 0,86 км; тр-тор – 100 кВА	123	164			2022
1.5.1.3.99	Розробка ПКД "Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-8 м.Яремча філії Південна ПЛ-10 кВ, ПЛ-0,4 кВ для підключення проєктованого ТП 10/0,4 кВ	71,43	400	55%	1969	ПЛ-0,4 - 0,04 км; ПЛ-10 - 1,2 км; тр-тор – 160 кВА	90	170	0,03	-0,03	2022
1.5.1.3.100	Розробка ПКД «Будівництво розвантажувальної ТП для розвантаження ТП-249 та ТП-	32,27	250	56%	1980	ПЛ-0,4 - 0,05 км; ПЛ-10 - 0,01 км; тр-тор – 100 кВА	166	184	0,04	-0,04	2022

1.5.1.4. Проектування ПЛ-0,4 кВ

Передбачено виготовлення проектно-кошторисної документації для технічного переоснащення мереж 0,4 кВ на загальну вартість 4 764,33 тис.грн. без ПДВ.

№ п/п	Найменування об'єкту		К-сть	Кошторисна вартість, тис. грн без ПДВ	Вартість виконання, тис. грн. без ПДВ
1	Розробка ПКД "Технічне переоснащення мереж 0,4 кВ ТП-192 с.Космач Косівського району	км	11,30	438,93	208,49
2	Розробка ПКД "Реконструкція ПЛ 10 кВ від ТП 266 до ТП-249"	км	4,90	459,54	215,98
3	Розробка ПКД "Реконструкція ПЛ 10 кВ від ТП 266 до ТП-544"	км	4,50	433,50	203,74
4	Розробка ПКД "Реконструкція ПЛ 10 кВ від ТП 321 до ТП 375"	км	6,40	398,62	187,35
5	Розробка ПКД "Реконструкція ПЛ 10 кВ від ПС 35/10 Полянця до ТП 305"	км	4,40	322,77	151,70
6	Розробка ПКД "Реконструкція ПЛ-10 кВ ПС Яблунів-ВВ-536 пр.Борисівка між оп.476-444"	км	2,64	190,54	89,55
7	Розробка ПКД "Реконструкція ПЛ-10 кВ ПС Яблунів-ВВ-536 пр.Борисівка між оп.105-136"	км	1,60	133,36	62,68
8	Розробка ПКД "Реконструкція ПЛ-10 кВ ПС Устеріки - КР-212 пр.Устеріки між оп.15-29"	км	0,96	94,29	44,32
9	Розробка ПКД "Реконструкція ПЛ 10 кВ пр Міжріччя від ПС Болехів в районі перетину із ПЛ-110 кВ Стрий-1,2"	об'єкт	1,00	51,27	24,10
10	Розробка ПКД "Реконструкція ПЛ 10 кВ пр Перегінськ-2 від ПС Перегінськ1 10кВ"	км	0,58	73,91	34,74
11	Розробка ПКД "Реконструкція ПЛ 10 кВ пр Ясень від ПС Перегінськ1 10кВ"	км	30,00	179,75	203,73
12	Розробка ПКД "Реконструкція ПЛ 10 кВ пр Погорілець від ПС Струтин 35кВ"	км	2,25	172,13	80,90
13	Розробка ПКД "Реконструкція ПЛ 10 кВ пр.Бухтівець ПС Розтока-ТП-456"	км	4,20	289,55	136,09
14	Розробка ПКД "Реконструкція ПЛ 10 кВ пр.Бухтівець ТП-456-ВВ-350 між оп.471-498"	км	1,40	122,10	57,39
15	Розробка ПКД "Реконструкція ПЛ 10 кВ пр.Гаврилівка ПС Ланчин-ЗТП-532 до ВВ-351"	км	14,25	114,52	53,82
16	Розробка ПКД "Реконструкція ПЛ 10 кВ пр.ТП-264 (ТП-264-КР-80 пр.Підліснів)"	км	5,30	331,31	155,71
17	Розробка ПКД "Реконструкція ПЛ 10 кВ пр. "Трофанівка" від ПС Трофанівка 35 кВ	км	3,90	258,94	121,70
18	Розробка ПКД "Реконструкція ПЛ 10 кВ пр. "Олешків" від ПС Заболотів 110 кВ	км	0,60	73,05	34,33
19	Розробка ПКД "Реконструкція ПЛ 10 кВ пр.Белелуя від ПС Шевченково 35 кВ	км	1,20	108,74	51,11
20	Розробка ПКД "Реконструкція ПЛ-10 кВ пр.Тучапи від ПС Джурів 35 кВ	км	0,42	54,98	25,84
21	Розробка ПКД "Реконструкція ПЛ-10 кВ Кривотули від ПС Одаї 110 кВ із резервуванням від ПЛ 10 кВ пр Королівка від ПС Тлумач 35 кВ та ПЛ 10 кВ пр Загребля від ПС Отинія 110 кВ"	км	5,50	354,00	166,38
22	Розробка ПКД "Реконструкція переходу через ріку ПЛ 10 кВ ТП-436-ТП-162"	об'єкт	1,00	56,76	20,93
23	Розробка ПКД "Реконструкція переходу через ріку ПЛ 10 кВ пр ТП-162"	об'єкт	1,00	51,79	19,16
	Всього			4 764,33	2 349,74

1.5.1.5. Проектування ТП-6-10 кВ

Будівельна частина та обладнання ЗТП-40 м.Івано-Франківськ знаходиться в аварійному стані.

Дане ЗТП знаходиться в історичному центрі м.Івано-Франківськ та потребує відновлення.

Передбачено виготовлення проектно-кошторисної документації для технічного переоснащення аварійного ЗТП-40 м.Івано-Франківськ на загальну вартість 260,65 тис.грн. без ПДВ. Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 44,37 тис. грн. без ПДВ.

1.5.1.6 Розробка ПКД "Реконструкція ШП-6 кВ ТЕЦ-ПГВ-32-ЦРП-1"

ШП-6 кВ ТЕЦ-ПГВ-32-ЦРП-1 знаходиться в промисловій зоні м.Калуш та живить важливі інфраструктурні об'єкти даної «промзони».

Довжина шинопроводу 1,024 км. Побудований з нестандартних елементів, через, що ремонт практично неможливий.

Передбачено виготовлення проектно-кошторисної документації для реконструкції аварійного ШП-6 кВ ТЕЦ-ПГВ-32-ЦРП-1 на загальну вартість 200,00 тис.грн. без ПДВ. Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 67,18 тис. грн. без ПДВ.

1.5.1.7 Розробка ПКД "Будівництво ПС 10/6 кВ "Водоканал"

Споживач I категорії насосна III підйому «Івано-Франківськводокотехпрогом» на даний момент заживлена від абонентської ПС 110/10/6 кВ «Арматурний завод» по мережі 6 кВ.

Через поганий стан мереж даної ПС та відсутності іншого джерела живлення (мережі 6 кВ) в м.Івано-Франківськ необхідно виконати будівництво ПС 10/6 кВ "Водоканал".

Передбачено виготовлення проектно-кошторисної документації для будівництво ПС 10/6 кВ "Водоканал" на загальну вартість 275,80 тис.грн. без ПДВ. Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 269,57 тис. грн. без ПДВ.

1.5.1.8 Розробка ПКД "Будівництво КЛ-10 кВ до ПС Водоканал"

Для заживлення проектною ПС 10/6 кВ «Водоканал» необхідно виконати будівництво кабельних ліній 10 кВ від ПС 110 кВ Крихівці та РП-4 загальною довжиною 4,5 км.

Передбачено виготовлення проектно-кошторисної документації для будівництва КЛ-10 кВ до ПС Водоканал на загальну вартість 820,60 тис.грн. без ПДВ. Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 250,48 тис. грн. без ПДВ.

1.5.1.9 Розробка ПКД "Будівництво ПС 35/10 кВ Яблуниця"

Інвестиційною програмою компанії на 2019 рік було передбачено розробку ТЕО «Вибір проходження траси лінії 110 кВ на ПС 110 кВ Поляниця в Івано-Франківській області». Враховуючи те, що запроектувати будівництво ЛЕП-110 кВ територією Карпатського національного природного парку неможливо, було розглянуто ще один варіант, а саме технічне переоснащення ЛЕП 10 кВ "Магурки" та "ТП-266" від ПС "Ворохта" із переведенням їх на клас напруги 35 кВ та будівництво ПС 35 кВ "Поляниця", який виявився найбільш економічно-доцільним.

Будівництво ПС 35/10 кВ "Поляниця" заплановано у 2020 році. На ПС передбачено встановлення двох трансформаторів по 16 МВА та живлення від ПС 110/35/10 кВ "Ворохта" за допомогою двох ЛЕП-35 кВ.

На даний час до ПЛ-10 кВ пр. "Магурки" по трасі приєднано 32 шт. ТП-10 кВ. 14 шт. з них знаходяться в с. Яблуниця і ПЛ-10 кВ пр. "Магурки" та ПЛ-10 кВ пр. "ТП-266" є єдиним джерелом їх живлення.

Отже, при переводі даних ПЛ-10 кВ на напругу 35 кВ виникає потреба у заживленні цих ТП-10 кВ. Найправильнішим рішенням вбачається будівництво в с. Яблуниця ПС 35/10 кВ та приєднання її до новозбудованої ПЛ-35 кВ Ворохта-Поляниця. Для цього заплановано будівництво ПС 35/10 кВ "Яблуниця" із силовим трансформатором потужністю 4 МВА. Очікуване навантаження ПС Яблуниця – 3,0 МВт.

Передбачено виготовлення проектно-кошторисної документації для будівництва ПС 35/10 кВ «Яблуниця» на загальну вартість 750,60 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 448,12 тис. грн. без ПДВ.

1.5.1.10 Розробка ПКД "Будівництво ПС 35/10 кВ Березів"

Планується будівництво ПС "Березів" 35/10 кВ з двома трансформаторами потужністю 4 МВА кожен.

Недостатня пропускна здатність фідера 10 кВ довжиною 51 км від ПС 110/35/10кВ "Яблунів" від якого живиться с. Березів та шість прилеглих пунктів призводить до низької якості електроенергії у споживачів та відповідно численних скарг, що надходять на адресу компанії.

Крім того згідно статистичних даних ПЛ 10 кВ пр. Березів від ПС 110/35/10 кВ "Яблунів" вимикається в рік в середньому 10 разів, загальною тривалістю близько 60 годин.

Також існує перспектива розвитку мереж даного регіону по видобуванні нафти та газу. Очікуване навантаження на ПС – 2,7 МВт, перспективне навантаження у 2025 році – 3,6 МВт.

Заживлення передбачено по ЛЕП-35 кВ від ПС 110/35/10 кВ "Яблунів" та відгалуженням від ПЛ-35 кВ "Яблунів-Космач".

Передбачено виготовлення проектно-кошторисної документації для будівництва ПС 35/10 кВ «Березів» на загальну вартість 720,80 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 497,70 тис. грн. без ПДВ.

1.5.1.11 Розробка ПКД "Реконструкція ПС 110/35/10 кВ Яблунів"

Для заживлення проектної ПС 35/10 кВ «Березів» необхідно виконати реконструкцію ПС 110/35/10 кВ «Яблунів» із монтажем лінійного блока вимикач-роз'єднувачі та модернізацію пристроїв РЗА.

Передбачено виготовлення проектно-кошторисної документації для реконструкції ПС 110/35/10 кВ «Яблунів» на загальну вартість 280,36 тис.грн. без ПДВ.

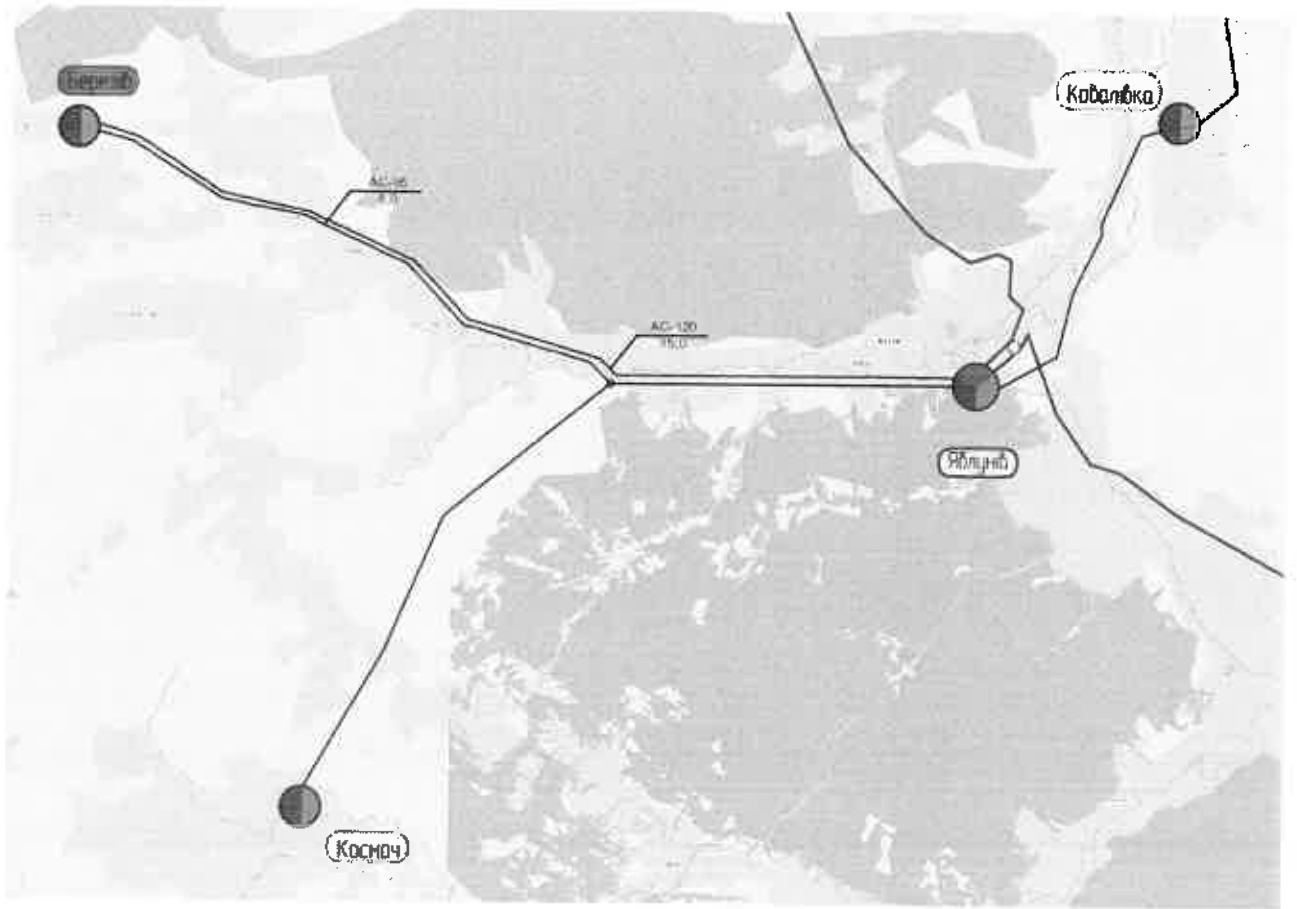
Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 328,33 тис. грн. без ПДВ.

1.5.1.12 Розробка ПКД "Будівництво двоколової ПЛ 35 кВ від ПС 110 кВ Яблунів до ПС Березів"

Для заживлення проектної ПС 35/10 кВ «Березів» необхідно виконати будівництво двоколової ПЛ 35 кВ від ПС 110 кВ Яблунів довжиною 15 км.

Передбачено виготовлення проектно-кошторисної документації для будівництва двоколової ПЛ 35 кВ від ПС 110 кВ Яблунів до ПС Березів на загальну вартість 2280,84 тис.грн. без ПДВ.

Реалізація заходу у повному обсязі підрядним способом можлива за 526,26 тис. грн. без ПДВ.



РОЗДІЛ 2.

«Заходи зі зниження нетехнічних витрат електричної енергії»

Балансування мереж 0,4-10 кВ.

Протягом останніх років, одним з найефективніших заходів для пошуку джерел комерційних ТВЕ є балансування мережі 0,4-10 кВ. З цією метою компанія протягом 2013-2020 років виконує роботи по встановленню балансуєчих обліків на вводах ТП 10/0,4 кВ.

Назва філії	К-сть ТП	в тому числі		К-ть. встановлених балансуєчих ПО			Всього, збалансовано шт.	Не збалансовані ТП АТ
		ТП АТ	Абон ТП	PLC передача	GSM передача	Індукційні		
Західна	1627	1155	472	98	258	47	403	752
Карпатська	1047	743	304	77	262	166	505	238
Коломийська	1084	770	314	62	123	139	324	446
Південна	1535	1090	445	101	44	89	234	856
Північна	1051	746	305	0	6	117	123	623
Східна	1487	1056	431	17	10	135	162	894
Центральна	1535	1090	445	25	55	86	166	924
Всього:	9366	6650	2716	380	758	779	1917	4733

Відповідно станом на 01.09.2020 в компанії збалансовано 123 приєднання 10(6) кВ, що становить ~12 % від загальної кількості. Першочергове виконання цих робіт виконувалось на приєднаннях з високим рівнем ТВЕ. Виконання цього заходу сприяло зниженню в 2019 році ТВЕ на 39 млн кВт*год (3,09 %) в порівнянні з 2012 роком.

Відповідно в 2021 році заплановано збалансувати 671 ТП, в тому числі 336 шляхом впровадження автоматизованих систем та 345 (553 пункти обліку) шляхом встановлення балансуєчих лічильників з GSM передачею даних.

Стан обліку споживачів на напрузі 0,4 кВ

Загальна кількість приладів обліку в споживачів становить 591 тис., з них у побутовому секторі – 546 тис. шт, в юридичному секторі – 45шт., всього включено в автоматизовану систему 102 тис.

Юридичних						Побутових					
1-фазних			3-фазних			1-фазних			3-фазних		
індукційних	в тому числі точності 2,5	електронних	індукційних	електронних	з них в системі АСОЕ	індукційних	в тому числі точності 2,5	електронних	індукційних	електронних	з них в системі АСОЕ
1987	67	16486	6009	20865	6711	7844	6232	465446	8951	64303	95659

Всього у АТ "Прикарпаттяобленерго" по 6 філіях із 7 було встановлено і експлуатуються наступні автоматизовані системи:

SMART IMS 3 - 15,6 тис.ліч. Комплекс Smart-IMS - це автоматизований комплекс обліку електроенергії і керування споживанням, орієнтований на індивідуальну роботу з кінцевими одно- і трифазними побутовими і промисловими споживачами.

SMART IMS – 41,5 тис. ліч. Передача даних (технологія PLC) по низьковольтним силовим кабелям від лічильника до ТП, по GSM-каналу від ТП до сервера, на базі електролічильників виробництва компаній «Телекомунікаційні технології» та «ADD Енергія».

Система Rasonet – 0,5тис. ліч. Rasonet - динамічна, бездротова мережа (радіоканал) для автоматичного зчитування показників та керуванням споживанням на базі електролічильників виробництва компанії ЕМН.

Система NovaSys – 2,6 тис. ліч. Передача даних (технологія PLC) по низьковольтним силовим кабелям від лічильника до ТП, по GSM-каналу від ТП до сервера, на базі електролічильників виробництва компанії «НІК-Електроніка».

Система Matrix АММ- 42,1 ліч. Передача даних (технологія PLC) по низьковольтним силовим кабелям від лічильника до ТП, по GSM-каналу від ТП до сервера, на базі електролічильників виробництва компанії «Телекомунікаційні технології».

2.1.1.1 Побудова АСКОЕ на ТП 10/0,4 кВ на базі багатофункціональних електролічильників з вбудованим GSM модемом на території Івано-Франківської області (підрядним методом)

Протягом останніх років, одним з найефективніших заходів для пошуку джерел комерційних ТВЕ є балансування мережі 0,4-10 кВ. З цією метою компанія протягом 2013-2020 років виконує роботи по встановленню балансуєчих обліків на вводах ТП 10/0,4 кВ.

Кількість ТП 10/0,4 кВ	Встановлено технічні обліки			Всього, збалансовано ТП АТ	Не збалансовані ТП АТ
	GSM лічильник	PLC лічильник	Інші		
6197	787	446	875	2108	4089

В інвестиційній програмі 2020 року АТ "Прикарпаттяобленерго" були передбачені заходи зі зниження нетехнічних витрат електричної енергії, а саме: побудова АСКОЕ на ТП 10/0,4 кВ на базі багатофункціональних електролічильників з вбудованим GSM модемом на території Івано-Франківської області (підрядним методом) на суму 4 765,04 тис грн. без ПДВ. Враховуючи складну епідеміологічну ситуацію в Україні у 2020 році даний розділ не був профінансований у повному обсязі. Непрофінансованою залишилася сума 2607,66 тис грн. без ПДВ. В 2021 році було прийнято рішення профінансувати дану суму та виконати роботи з побудови АСКОЕ на ТП 10/0,4 кВ на базі багатофункціональних електролічильників з вбудованим GSM модемом на території Івано-Франківської області (підрядним методом) в повному обсязі.

Дані по необхідному обладнанню для встановлення та перелік філій наведені в таблиці:

№ п/п	Філія		Фідер	Адреса	№ ТП	3ф. GSM трансформаторного вклоч.
1	АТ Південна	Богородчанська СБЕМ	ТП-370	с.Глибівка	40	1
2				с.Підгіря	72	1
3				с.Підгіря	129	1
4				с. Дзвиняч	131	1
5				с.Глибівка	154	2
6				с.Дзвиняч	290	1
7				с.Підгіря	340	1
8				с. Підгіря	370	2
9				с.Дзвиняч	410	1
10				с.Дзвиняч	415	1
11				с.Дзвиняч	435	1
12				с. Глибівка	445	1
13				с.Дзвиняч	462	1

14				с. Микуличин	212	1
15				с. Микуличин	213	1
16				с. Татарів	215	1
17				с. Микуличин	233	1
18				с. Микуличин	234	1
19				с. Микуличин	235	1
20				с. Микуличин	238	1
21				с. Микуличин	269	1
22				с. Микуличин	275	1
23				с. Микуличин	281	1
24				с. Микуличин	284	1
25				с. Микуличин	286	1
26				с. Микуличин	294	1
27				с. Татарів	295	1
28				с. Микуличин	303	1
29				с. Татарів	304	1
30				с. Татарів	316	1
31				с. Микуличин	320	1
32				с. Микуличин	351	1
33				с. Микуличин	335	1
34				с. Микуличин	347	1
35				с. Микуличин	353	1
36				с. Микуличин	361	1
37				с. Микуличин	360	1
38				с. Татарів	354	1
39				с. Микуличин	379	1
40				с. Космач	142	1
41				с. Космач	194	1
42				с. Космач	406	1
43				с. Космач	437	1
44				с. Космач	480	1
45				с. Космач	594	1
46				с. Слобідка	309	1
47				с. Слобідка	367	1
48				с. Підлужжя	188	2
49				с. Підпечари	359	1
50				с. Підпечари	365	2
51				с. Підлужжя	366	1
52				с. Підпечари	369	2
53				с. Підпечари	476	1
54				с. Підпечари	477	1
55				с. Підлужжя	624	1
56				с. Загвіздя	185	1
57				с. Загвіздя	198	1
58				с. Загвіздя	786	1

59	АТ Коломийська	Коломийська міська СЕЕМ	Хлібозавод	м. Тисмениця	374	2		
60				м. Тисмениця	412	2		
61				м. Тисмениця	424	2		
62				м. Тисмениця	644	1		
63			Клузів	с. Ямниця	73	1		
64				с. Угринів	121	1		
65			Школа	с. Побережжя	248	1		
66				с. Побережжя	251	1		
67				с. Побережжя	252	1		
68				с. Побережжя	691	1		
69				с. Побережжя	782	1		
70			АТ Коломийська	Коломийська міська СЕЕМ	Молодятин	с. Печеніжин	328	1
71						с. Печеніжин	329	1
72						с. Печеніжин	330	1
73						с. Печеніжин	331	1
74						с. Печеніжин	332	1
75						с. Печеніжин	334	1
76						с. Печеніжин	335	1
77						с. Молодятин	338	1
78	с. Молодятин	339				1		
79	с. Печеніжин	361				1		
80	с. Печеніжин	363				1		
81	с. Печеніжин	365				1		
82	с. Печеніжин	377				1		
83	с. Молодятин	380				1		
84	с. Печеніжин	384				1		
85	с. Печеніжин	399				1		
86	с. Печеніжин	408				1		
87	с. Печеніжин	411				1		
88	с. Печеніжин	413				1		
89	с. Молодятин	417				1		
90	с. Печеніжин	418				1		
91	с. Молодятин	419				1		
92	с. Печеніжин	425				1		
93	Коломийська районна СЕЕМ	Загайпіль				с. Підгайчики	37	1
94						с. Підгайчики	38	1
95						с. Підгайчики	46	1
96						с. Загайпіль	70	1
97						с. Підгайчики	71	1
98						с. Загайпіль	93	1
99			с. Підгайчики	114	1			
100			с. Підгайчики	115	1			
101			с. Підгайчики	116	1			
102			с. Підгайчики	117	1			
103			с. Загайпіль	123	1			
104			с. Загайпіль	125	1			
105			с. Загайпіль	193	1			

106			с. Підгайчики	402	1
107			с. Підгайчики	406	1
108			с. Підгайчики	410	1
109			с. Підгайчики	411	1
110			с. Підгайчики	412	1
111			с. Підгайчики	448	1
112			с. Підгайчики	459	1
113			с. Підгайчики	497	1
114		Підгайчі	с. Ценява	27	1
115			с. П'ядики	110	1
116			с. П'ядики	425	1
117			с. Ценява	478	1
118		Замулинці	с. Замулинці	158	1
119			с. Матіївці	16	1
120			с. Замулинці	168	1
121			с. Матіївці	17	1
122			с. Матіївці	24	1
123			с. Семаківці	427	1
124			с. Семаківці	428	1
125			с. Перерів	441	1
126			с. Замулинці	452	1
127			с. Замулинці	453	1
128		с. Матіївці	18	1	
129		Розсохач	с. Чехова	547	1
130			смт. Гвіздець	551	1
131			с. Остапківці	554	1
Всього					139

Основною складовою ефекту від встановлення балансуєчих лічильників буде зниження комерційної складової ТВЕ до рівня НТВЕ. Таким чином очікуваний річний ефект від встановлення обладнання на вибраних ділянках становитиме 1166 тис кВт*год. (1 886,6 тис.грн).

№	Оцінка ефективності	Вартість
1	Витрати на встановлення обладнання	2607,66 тис. грн.
2	Зменшення комерційних втрат електроенергії від встановлення лічильників з функцією GSM передачі даних за рік:	1166 тис. кВт*год.
3	Ефект від зниження ТВЕ $1166 \text{ тис. кВт*год.} \times 1,618 \text{ грн./кВт*год.} =$	1886,6 тис. грн.
4	Термін окупності: $2607,66 / 1886,6 =$	1,38 років

Роботи по встановленню обладнання плануються проводитись із залученням підрядної організації. Робочий проект та кошторис на виконання робіт додаються.

2.1.1.2 Побудова АСКОЕ на ТП 10/0,4 кВ на базі багатофункціональних електролічильників з вбудованим PLC модемом на території Івано-Франківської області (підрядним методом)

З огляду на те, що компанія протягом 2000-2020 років приділяла особливу увагу впорядкуванню розрахункових обліків споживачів станом на 01.09.2020:

- відсутні розрахункові обліки споживачів класу точності 2,5;
- не використовуються прилади обліку, що не пройшли державну метрологічну повірку;
- 194 тис. ТКО побутових споживачів, ~ 63% мешканців приватного сектору винесено в КДЕ на фасади будівель;
- 247 тис. ТКО облаштовані індикаторами фіксації впливу магнітного поля;
- 17% (102 тис. шт) ТКО побутових споживачів включено в автоматизовану систему обліку.

Враховуючи фактичний стан обліку компанією прийнято рішення модернізувати облік побутових споживачів з використанням виключно сучасних багатофункціональних лічильників з передачею даних. Відповідно прилади обліку які придбаваються за кошти ІІ використовуються не для проведення планової заміни, а для встановлення на «проблемних ділянках електромереж» компанії, з метою отримання максимального ефекту.

У 2021 році передбачено подальше розширення АСОЕ в Івано-Франківській області. Планується впровадити автоматизацію обліку в 28296 споживачів та встановити обладнання прийому-передачі даних на 336 трансформаторних підстанціях, що охоплює складні, в частині рельєфності та рівня ТВЕ населені пункти Яремчанської міської ради, Надвірнянського, Коломийського, Калуського, Долинського, Рожнятівського, Косівського районів.

Разом з тим, на даний час виконання робіт господарським способом неможливе з огляду на:

- зростання обсягів планових робіт по заміні приладів обліку ~ на 70% (в 2006-2007 роках компанія проводила демонтаж лічильників класу точності 2,5 та встановлення приладів обліку типу Меридіан, в яких в 2021-2022 роках необхідно проводити планову повірку приладів обліку);
- збільшення кількості побутових споживачів в яких необхідно проводити технічну перевірку на 73 тис. спож/рік (з набранням чинності ККОЕЕ та припиненням дії ПКЕЕ для населення дані роботи стали обов'язковими);
- суттєвим зростанням обсягів розвитку АСОЕ побутових споживачів в гірських районах (збільшення в 4-5 раз);
- складністю підібрати персонал відповідної кваліфікації в віддалених районних центрах області.

Прогнозні та фактичні обсяги робіт в частині обслуговування ТКО побутових споживачів.

Рік	Планова заміна, тис. шт	Усунення дефектів, тис. шт	Позачергова тех перевірка, тис. шт	Вимкнення/ підключення, тис. шт.	Встановлення АСОЕ,	
					ТП, шт	Ліч-ки, тис. шт
2017	21,9	8,4	42,4	8,0	53	7,0
2018	15,9	12,3	47,1	8,8	65	11,0
2019	33,0	11,1	45,9	7,1	83	8,6
2020	51,5	8,9	29,3	3,8	57	10,1
2021	47,3	10,0	106,1	6,8	336	28,3
2022	53,0	11,0	109,4	7,5	400	42,0
2023	47,0	12,1	113,1	8,2	400	49,0

Як ми бачимо із вищенаведеного, у зв'язку із збільшенням об'ємів виконуваних робіт на 2021 рік, проведення додаткових робіт по побудові АСОЕ на ТП 10/0,4 кВ на базі багатофункціональних електролічильників з вбудованим PLC - модемом господарським способом прогнозовано призведе до збільшення завантаженості персоналу філій на 30%, що в свою чергу призведе до необхідності розширення штатного розпису служби обслуговування споживачів на 36 шт. од. (5 ІТР працівника, 31 електрик). Ефективне планування та використання робочого часу працівників передбачатиме додаткове забезпечення персоналу інструментом та спецодягом, збільшення кількості обслуговуючого автотранспорту на 11 шт.

Крім того, підприємство нестиме витрати, пов'язані із навчанням новоприйнятих працівників, можливим простоем внаслідок затримки поставки приладів обліку. А також не зможе отримати максимального економічного ефекту від заходу оскільки процес монтажу господарським способом буде відбуватись протягом 2 половини 2021 року.

Для прийняття рішення щодо способу виконання робіт фахівцями компанії проведено орієнтовний розрахунок затрат компанії та порівняння з вартістю пірядним способом.

Витрати на додатково введений персонал				
Найменування	ФОП з відрахуваннями та податками тис.грн.	Необхідна к-сть персоналу для проведення робіт, шт.од.	Витрати на рік, тис.грн.	Загальна сума витрат, тис.грн.
Інженерно-технічний персонал	23	5	1 380	7320
Електромонтер	16,5	30	5 940	
Додаткові витрати на проведення робіт				
Найменування	Сума витрат, тис.грн.	Необхідна к-сть, шт.од.	Витрати на рік, тис.грн.	
Спецодяг	2,8	35	98	
Інструмент та матеріали (набори електромонтажників, фазовказівники, шуруповерти, сумки для лічильників, ізолянта, саморізи, тощо)	9,1	35	318,5	
Придбання транспортних засобів для лінійного персоналу	462	11	847	
Витрати на відрядження персоналу				
Найменування	Сума витрат, тис.грн.	Необхідна к-сть для проведення робіт, шт.од.	Витрати на відрядження на термін 200 днів, тис. грн.	Загальна сума витрат, грн.
Добові витрати на харчування	0,13	35	910	3150
Добові витрати на проживання	0,2	35	1400	
Витрати на ПММ	0,12	35	840	
Витрати на ТМЦ для проведення робіт на ТП				
Матеріал	Ціна, грн.	К-ть, шт./м	Витрати на рік, грн.	Загальна сума витрат, грн.
Ящик установочний	4,45	347	1544,15	3069,6
Трансформатори струму	0,657	1068	701,676	
Вимикач автоматичний	0,281	357	100,317	
Провід, м.	0,03	17350	520,5	
Колодка комутаційна	0,585	347	202,995	
Загальна сума витрат на організацію проведення робіт у 2021 році господарським способом, тис.грн.				14 803,0

Слід зазначити, що у АТ "Прикарпаттяобленерго" є досвід співпраці з пірядною організацією в частині проведення робіт по плановій заміні приладів обліку на базі Івано-Франківської філії, що успішно розпочався ще у 2018 році, у зв'язку із проблемою тривалої незаповненості штатного розпису електромонтерів. За результатами аналізу заміни електролічильників пірядним способом для Івано-Франківської дільниці та із урахуванням особливостей об'ємів і місць розташування лічильників ефективність виконання робіт пірядним способом вища від проведення робіт господарським способом.

Враховуючи те, що вартість побудови АСКОВЕ на ТП 10/0,4 кВ на базі багатофункціональних електролічильників з вбудованим PLC модемом на території Івано-Франківської області пірядним методом суттєво не відрізняється від виконання робіт господарським способом, то було прийнято рішення проводити дані роботи пірядним методом.

2.1.1.3 Побудова АСКОВЕ в центральній частині м. Івано-Франківськ (пірядним способом)

В інвестиційній програмі 2020 року АТ "Прикарпаттяобленерго" були передбачені заходи зі зниження нетехнічних витрат електричної енергії, а саме: побудова АСОЕ в центральній частині м. Івано-Франківськ (підрядним способом) на суму 7 599,2 тис грн. без ПДВ. Враховуючи складну епідеміологічну ситуацію в Україні у 2020 році даний розділ не був профінансований у повному обсязі. Непрофінансованою залишилася сума 3 604,133 тис грн. без ПДВ. В 2021 році було прийнято рішення профінансувати дану суму та виконати роботи з побудови АСОЕ в центральній частині м. Івано-Франківськ (підрядним способом) в повному обсязі.

У таблиці наведено дані щодо ділянок електромереж АТ на приєднаннях в центральній частині міста, де планується впровадити АСОЕ.

Таблиця

Місце встановлення ПТК	Надходження в мережу, тис. кВт*год	Корисний відпуск, тис. кВт*год	ТВЕ		НТВЕ		Економія від зниження ТВЕ, тис. кВт*год
			тис. кВт*год	%	тис. кВт*год	%	
ф. ТП-1002-1	2 841	2 358	483	17,00	241	8,5	242
ф. ТП-1002-2	3 328	2 814	514	15,44	270	8,1	244
ф. ТП-258-1	3 854	3 204	650	16,87	366	9,5	284
ф. ТП-75	4 958	4 120	838	16,90	387	7,8	451
Всього	14 981	12 496	2 485		1 264		1 221

Визначення обсягів обладнання для побудови АСОЕ в побутових та юридичних споживачів на проблемних приєднаннях

Таблиця 2.9

Місце встановлення обладнання, ТП	Пристрої передачі даних, шт	Балансувачі л-ки, шт	Тр-ри струму, шт	Ящик, установочний (АВ, реле часу), шт	Прилади обліку споживачів		
					1ф	3ф	3ф т/с
					PLC	PLC	PLC
2	1	1	3	1	82	18	0
19	1	1	3	1	196	16	1
64	1	1	3	1	35	16	5
83	1	1	3	1	92	10	2
94	1	2	6	1	104	25	4
95	1	1	3	1	35	12	0
136	1	1	3	1	4	4	1
163	1	2	6	1	4	16	3
166	1	2	6	1	152	8	2
187	1	2	6	1	136	25	8
291	1	2	6	1	104	25	2
515	1	1	3	1	1	1	1
3	1	2	6	1	135	12	11
Всього	13	19	57	13	1080	188	40

Порівняння терміну окупності автоматизованих систем обліку.

Основними складовими ефекту від встановлення автоматизованої системи буде:

- **зниження комерційної складової ТВЕ** Аналіз динаміки втрат на ділянках, де в попередні роки було встановлено ПТК з функцією PLC передачі даних, дозволяє спрогнозувати зниження ТВЕ до рівня нормативу після встановлення обладнання АСОЕ. Таким чином очікуваний річний ефект від встановлення обладнання на вибраних ділянках становитиме 1221 тис кВт*год. (1975,6 тис.грн);
- **оптимізація чисельності персоналу** Встановлення автоматизованої системи дасть можливість вивільнити з штату 2 контролерів енергонагляду, що забезпечить щомісячне вивільнення ФОП на 14 тис. грн. (168 тис.грн. в рік);

Вартість виконання послуг по встановленню обладнання становитиме 3602,48 тис. грн. без ПДВ. У вартість робіт входить:

- вартість приладів прийому – передачі даних;
- вартість електrolічильників;
- вартість всіх матеріалів;
- вартість послуг підрядної організації.

Таблиця 2.12

№	Оцінка ефективності	Вартість
1	Витрати на встановлення ПТК	3604,133 тис. грн.
2	Зменшення комерційних втрат електроенергії від встановлення лічильників з функцією PLC передачі даних за рік:	1221 тис. кВт·год.
3	Ефект від зниження ТВЕ $1221 \text{ тис. кВт·год.} \times 1,618 \text{ грн./кВт·год.} =$	1975,6 тис. грн.
4	Ефект від оптимізації витрат компанії:	168 тис. грн.
5	Термін окупності: $3604,133 / (1975,6+168) =$	1,7 років

Побудова АСОЕ в центральній частині м. Івано-Франківськ буде проводитися на базі багатофункціональних лічильників типу AD з PLC передачею даних. При відсутності даного типу лічильників на момент побудови АСОЕ АТ “Прикарпаттяобленерго” буде проводити побудову АСОЕ на базі аналогічних за технічними характеристиками багатофункціональних лічильників.

Роботи по встановленню обладнання плануються проводитись із залученням підрядної організації. Робочий проект та кошторис на виконання робіт додаються.

2.2 Побудова АСКОЕ на ПС 110/35 кВ та модернізація вимірювальних комплексів

2.2.1 Трифазні багатофункціональні прилади обліку електроенергії (з графіком навантаження) кл.т. 0,5S (Uном = 58÷415В)

2.2.2 Трифазні багатофункціональні прилади обліку електроенергії (з графіком навантаження) (100В)

2.2.3 Трифазні електронні прилади обліку електричної енергії трансформаторного включення (380В)

Вимірювальні комплекси які встановлені на ПС 110/35/(6)10кВ або їх складові, які перебувають в експлуатації АТ «Прикарпаттяобленерго» не відповідають вимогам Кодексу. Продовження їх експлуатації дозволяється доки ці вимірювальні комплекси не будуть модернізовані у плановому порядку.

Станом на 01.09.2020 року експлуатуються 1786 шт. трифазних лічильників електроенергії, які встановлені на вимірювальних комплексах технічного обліку електроенергії та 215 – комерційний облік споживачів.

U ном, кВ	Загальна кількість лічильників, шт		Морально застарілі лічильники, шт		Не включені в систему АСКОЕ
	Технічний облік	Комерційний облік	Технічний облік	Комерційний облік	
0,22-0,38 (власні потреби ПС)	214	0	119	0	119
6-10 (приєднання)	1175	201	194	16	16
6-10 (ввода ПС)	210	0	0	0	0
35-110	187	14	81	0	0
Разом	1786	215	394	16	135

0,22-0,38 (власні потреби ПС) Для обліку електричної енергії, яка використовується для власних потреб підстанцій 110/35/(6)10 кВ, ПС 35/(6)10 кВ АТ «Прикарпаттяобленерго» встановлено 214 лічильників електричної енергії. Дані по типах та кількості лічильників.

№	Тип лічильника	Кількість, шт.
1	ITZ-S1DV	3
2	ZMG310CR	2
3	ZMD410CR	1
4	НІК 2303	67
5	NXT 4	20
6	EMS 132.11 4	2
7	СА4У-И672М	118
8	ЛТЕ-1,03	1
	Разом	214

З часу побудови підстанцій модернізація обліку на приєднаннях власних потреб не проводилась, про що свідчить широка номенклатура типів лічильників електричної енергії.

Так, індукційні лічильники електричної енергії, що становить 55,14 % загальної кількості, фізично і морально застаріли та потребують заміни. Лічильники не витримують міжпіврічний інтервал (4 роки) і обліковують електроенергію із значною похибкою, оскільки термін експлуатації становить більше 25 років. Крім того, значна кількість приладів обліку власних потреб залишилися неавтоматизованими. З встановлених приладів обліку тільки лічильники типів ITZ-S1DV, ZMG310CR, EMS 132.11 4 та НІК 2303 АРЗ мають модуль інтерфейсу RS-485, що дозволяє включити їх в склад автоматизованої системи технічного обліку.

З огляду на вищенаведене для модернізації обліку власних потреб підстанцій 110/35/10(6) кВ та 35/10(6) кВ, а саме для включення власних потреб в автоматизовану систему технічного обліку необхідно виконати заміну 119 лічильників.

6-10 (приєднання ПС110/35/10(6) кВ та 35/10(6) кВ) Для обліку електричної енергії, яка відпускається в мережі 6/10 кВ компанії та/ або споживачів з підстанцій 110/35/(6)10 кВ, ПС 35/(6)10 кВ АТ «Прикарпаттяобленерго» встановлено 1376 лічильників електричної енергії. Дані по типах та кількості лічильників.

№	Тип лічильника	Загальна кількість лічильників в мережах 6-10 кВ, шт		
		Технічний облік	Комерційний облік	Не автоматизований облік
1	SL7000	0	10	0
2	ACE6000	8	1	0
3	ZMD	69	106	0
4	LZQJ-XC	243	44	0
5	NXT	15	0	0
6	ITZ D0*	263	8	8*
7	ITZ D3	437	2	0
8	ABB	0	3	3
9	LZQM	0	2	2
10	EPQS	0	11	0
11	AV10-RAL	0	1	0
12	Elster	0	3	3
13	СТК3-05Q2Т3М	37	7	0
14	ADD	1	0	1
15	НІК 2301	3	0	3
16	НІК 2303 АТ	25	0	0
17	И670М	74	3	77
18	Разом	1175	201	97

* - передача даних здійснюється суматорами в результаті зчитування інформації з імпульсних виходів

Для поступового приведення комерційного обліку до вимог Кодексу необхідно виконати заміну лічильників типу:

- ITZ S1A5-00-STB-D0-271 шт. (відсутня функція інтервального обліку та дистанційного зчитування);

- лічильники СТК3-05Q2Т3М-44 шт., САЗУ-И670М-77 шт., НК 2301-3 шт (не відповідають вимогам 1.5.14 «Правил улаштування електроустановок», облік електроенергії трифазного струму потрібно виконувати трифазними триелементними лічильниками).

Крім того, лічильники типу ITZ D3 в кількості 437 не мають функції інтервальної фіксації спожитої електроенергії та в майбутні періоди так підлягатимуть заміні.

Однак, на даний час важливо не тільки оперативного отримати показники лічильників на технічних приєднаннях, також необхідно графік навантаження та параметри якості.

Виходячи з нових вимог для завершення автоматизації технічних точок обліку та комерційних розрахункових точок, а також впровадження нових аналітичних методів локалізації ТВЕ на ділянках мереж з наднормативними втратами необхідно встановити трифазні багатофункціональні прилади обліку електроенергії (з графіком навантаження).

Для належної організації обліку в мережах 6-10 кВ, а саме **побудови автоматизованої системи технічного обліку в мережах компанії необхідно провести заміну 97 приладів обліку.**

6-10 (ввода ПС110/35/10(6) кВ та 35/10(6) кВ) Облік електричної енергії по вводах ПС (131 ПС всього) облаштовано на базі багатофункціональних лічильників типу: SL7000, ACE6000, ZMD, ZMG, LZQJ-XC та NXT в кількості 210 штук. Роботи по заміні морально застарілих лічильників та їх підключенню в автоматизовану систему технічного обліку електричної енергії переходять на завершальний етап. Так автоматизована система технічного обліку по приєднаннях 6-10 кВ працює на 129 підстанціях, що становить 98,5 %.

Для модернізації вимірювальних комплексів типу 2 заплановано у 2021 році закупити 5 трифазних багатофункціональних приладів обліку електроенергії (з графіком навантаження) класу точності 0,5S.

Порівняльна характеристика трифазних електролічильників

Станом на сьогодні на підстанціях АТ «Прикарпаттяобленерго» для обліку електроенергії на напрузі 110-35-10-6 кВ встановлені електролічильники типів Енергія-9 – 122 штук, ADD NP-03-2 штук.

Основними недоліками даних лічильників є:

- відсутній захист від іскрових електростатичних розрядів. При цьому виникає збій роботи лічильника, збільшується похибка обліку електроенергії;
- нестабільність роботи внутрішнього таймеру (похибка внутрішнього годинника складає від 5 % до 20 %);
- журнали подій лічильників фіксують обмежену інформацію, для аналізу подій або не фіксують взагалі;
- відсутній програмний та/або апаратний захист для штатної програми параметризації лічильників СТК, яка вільно поширюється заводом-виробником;

А також для обліку електроенергії на напрузі 110-35-10-6 кВ АТ «Прикарпаттяобленерго» використовуються 79 застарілі індукційні електролічильники типу САЗУ-И670М. Основними недоліками лічильників даної конструкції є:

- відсутність стопора зворотного ходу, або реверсивного механізму;
- однокамінний опорний підшипник, який швидко зношується;
- мінеральна олива для змащування підшипника (застигає при мінусовій температурі);
- механічне кріплення скла для зняття показників до кожуха (погіршує стійкість до складних кліматичних умов);
- відсутність можливості забезпечити виконання вертикального розташування лічильників (кожний градус відхилення викликає додаткову від'ємну похибку для лічильника кл. точності 2,0 рівну 0,67%. Відхилення від вертикального положення практично неможливо виміряти, воно може бути допущено з моменту установки лічильника);
- різке зниження точності обліку електроенергії при зменшенні навантаження нижче 5% від номінального струму лічильника.

Всі ці недоліки не дають можливості вести точний облік електричної енергії, фіксують зменшене споживання, спричиняють недооблік енергії.

Практично весь парк індукційних електролічильників фізично і морально застарів і потребує заміни тому, що не менше 65% лічильників експлуатується більше 25 років. Всі лічильники переважно, старої конструкції, яка була розроблена більше 25 років тому і розраховані на візуальне зняття показів працівниками електропостачальника без можливості автоматизації. Лічильники не витримують міжповірочний інтервал (4 роки) і обліковують електроенергію із значною похибкою. При експлуатації цих трифазних електролічильників більше 7 років без ремонту і держпіврки, середня похибка трифазних – 7%.

При цьому, ремонт більшості з них практично неможливий через відсутність необхідних запчастин та зняття з виробництва лічильників застарілих типів, так як постачальники лічильників, які знаходяться в нас в експлуатації і запчастин до них, залишилися за кордоном (Вільнюс, Санкт-Петербург), що призвело до росту цін на запчастини.

Електролічильники типу СТКЗ-05Q2ТЗМ Енергія-9 (2001-2004 років виготовлення), часто виходять із ладу в зимовий період по причині відмови рідкокристалічного індикатора, а в грозовий період в результаті пошкодження вимірювальних кіл.

За результатами експлуатації трифазних багатофункціональних приладів обліку електроенергії АТ «Прикарпаттяобленерго» планує закупити для модернізації вимірювальних комплексів комерційного обліку лічильники типу SL7000, ACE6000, ZMD, ZMG, LZQJ-XC та NXT класу точності 0,5S. Висока якість та надійність лічильника даного лічильника гарантується європейським заводом-виробником з великим досвідом виробництва електронних вимірювальних засобів.

Визначення необхідної кількості нових лічильників

Кількість лічильників, які слід замінити в 2021 році, визначено виходячи з потреб в модернізації вимірювальних комплексів комерційного обліку типів 2, 3 у відповідності до вимог «Кодексу комерційного обліку електричної енергії», завершення автоматизації технічних точок обліку та комерційних розрахункових точок та балансування мереж філій на напрузі 6-10 кВ, а також модернізації та автоматизації обліку власних потреб підстанцій на рівні напруги 220-380 В.

Інформація про необхідну кількість лічильників та їх вартість приведені в таблицях

№ з/п	Назва продукції	Оди-ниця виміру	Вартість одиниці продукції, тис. грн.	Всього	
				кількість	тис. грн.
2.2.1	Трифазні багатофункціональні прилади обліку електроенергії (з графіком навантаження) кл.т. 0,5S (Uном = 58÷415В)	шт.	15,44	5	77,2
2.2.2	Трифазні багатофункціональні прилади обліку електроенергії (з графіком навантаження (100В)	шт.	6,25	80	500,00
2.2.3	Трифазні електронні прилади обліку електричної енергії трансформаторного включення	шт.	5,3	8	42,4

Трифазні багатофункціональні прилади обліку електроенергії класу точності 0,5S планується використати для модернізації вимірювальних комплексів комерційного обліку типу 2 у філіях:

- Центральна (Івано-Франківська СЕЕМ)-2 штук,
- Західна (Долинська СЕЕМ)-3 штуки.

Відповідно демонтовані трифазні багатофункціональні прилади обліку електроенергії класу точності 1,0 будуть використані для модернізації вимірювальних комплексів комерційного обліку типу 3 у філіях:

- Центральна (Івано-Франківська СЕЕМ)-2 шт.,
- Західна (Долинська СЕЕМ)-3 штуки.

Трифазні багатофункціональні прилади обліку електроенергії (з графіком навантаження) планується використати для заміни морально застарілих лічильників типів САЗУ-И670М, СТК3-05Q2ТЗМ на технічних приєднаннях 6-10-35-110 кВ та підключення їх в автоматизовану систему обліку електроенергії на підстанціях :

- 110/35/10 кВ «Галич»,
- 110/35/10 кВ «Городенка»,
- 110/35/10 кВ «Тлумач»,
- 35/10 кВ «Лисець»,
- 35/6 кВ «Пасічна».

А також трифазні багатофункціональні прилади обліку електроенергії лічильники будуть встановлені на ділянках мереж 6-10-35-110 кВ з наднормативними втратами для аналізу та локалізації ТВЕ.

Доцільність проведення заміни підтверджують дані, отримані в результаті проведених робіт службою високовольтного обліку АТ «Прикарпаттяобленерго». Встановлення більш точних і надійних електролічильників на високовольтних ПС 110, 35 кВ дає можливість:

- зменшити небаланси електричної енергії на шинах ПС 110/35/10(6);
- зменшувати величину втрат на I класі напруги шляхом балансування надходження, розподілу та перетоків електроенергії в мережах ПАТ на напрузі 110,35,10(6) кВ (контроль перетоків е/е всіх ліній і вузлів 110-35 кВ);
- оптимізувати витрати компанії на зняття показників лічильників персоналом філій, ліквідацію персоналом служби технічного забезпечення та автоматизації обліку «неіснуючих» небалансів;
- формувати баланси на ділянках 110-35 кВ, ПС 110/35/10, графіків навантажень та параметрів якості електричної енергії.

Підсумовуючи вищенаведене можна зробити висновок, встановлення більш точних і чутливих електролічильників на приєднаннях 6, 10 кВ високовольтних ПС 110, 35 кВ дає можливість більш точно та оперативно визначати ділянки мереж з підвищеним рівнем комерційних втрат електроенергії і швидко реагувати на їх приведення до допустимого значення. Це, в свою чергу також позитивно вплине на зменшення комерційної і технічної складової втрат електроенергії в мережах нашої компанії і на пришвидшення терміну окупності вищевказаних лічильників.

2.2.4 Модернізація вимірювальних комплексів (Вимірювальні трансформатори струму типу ТПЛУ-10 (ТОЛУ-10) кл. точн. 0,5S)

2.2.5 Модернізація вимірювальних комплексів (Вимірювальні трансформатори струму типу ТПЛУ-10 (ТОЛУ-10) кл. точн. 0,5S, триобмоткові)

Найбільш важливими з точки зору точності обліку електроенергії точками розрахунку за відпущену і отриману електроенергію є високовольтні приєднання 6-10 кВ, де на межі балансової приналежності споживача і електропередавальної організації встановлені вимірювальні комплекси комерційного обліку електроенергії.

АТ «Прикарпаттяобленерго» з 2005 року спільно з Державним підприємством «Івано-Франківський науково-виробничий центр стандартизації, метрології та сертифікації» проводить метрологічні повірки високовольтних трансформаторів струму (ТС) на відповідність вимогам щодо класу точності по місцю встановлення. Згідно термінів періодичної повірки виконуються вимірювання струмових та кутових похибок вимірювальних трансформаторів струму на всіх

ВОЕ (фідерах), що знаходяться на балансі АТ «Прикарпаттяобленерго» (221 шт.), а також на ВОЕ, які знаходяться в електроустановках споживачів. За результатами метрологічної повірки виконано заміну всіх вимірювальних трансформаторів струму, метрологічні похибки яких перевищують допустимі межі.

Поряд з цим, з 2006 року фахівцями компанії виводяться з експлуатації вимірювальні трансформатори струму, які мають відкриту магнітну систему типу ТПЛ-10, ТПЛМ-10 та ТВЛМ-10 та трансформатори струму типу ТПФМ-10 термін експлуатації яких закінчився.

Для реалізації цього завдання АТ з 2009 року закуповує вимірювальні трансформатори струму в литій ізоляції типу ТПЛУ-10 компанія «Біонтоп» з покращеними метрологічними (клас точності - 0,5S) параметрами.

Станом на 01.09.2020 року необхідно виконати заміну:

- ТПЛ-10 - 22 шт.;
- ТПЛМ-10 - 2 шт.;
- ТОЛ-10 - 16 шт.;
- ТВЛМ-10 - 12 шт.;
- ТПФМ-10 - 2 шт.

Вимірювальні трансформатори струму можуть з'єднуватися за схемою неповної зірки (два трансформатори) або повної зірки (три трансформатори). Схема неповної зірки застосовується, як заведено, в мережах з ізолюваною нейтральною точкою, тобто в мережах 6...10 кВ; схема повної зірки – у мережах із уземленою чи компенсованою нейтраллю, а також в мережах з ізолюваною нейтральною точкою, якщо є необхідність у вимірах струму в усіх фазах або це пов'язано з умовами роботи релейного захисту.

Слід відмітити, що на високовольних приєднаннях (фідерах) 6-10 кВ, в тому числі на вузлах комерційного обліку, які введені в експлуатацію до 2015 року, встановлено по 2 вимірювальні трансформатори струму. Підключення триелементних лічильників виконано по схемі Арона. На точність обліку електроенергії впливає несиметрія напруг в мережі та нерівномірне навантаження по фазах. При зменшенні навантаження збільшується несиметрія, як струмова так і кутова, що призводить до зростання метрологічної похибки в порівнянні з триелементною чотирьохпровідною схемою підключення лічильника електричної енергії.

Інший важливий фактор, що впливає на точність обліку електричної енергії завантаженість вимірювальних трансформаторів струму. Так на підстанціях 110/35/10(6) кВ, 36/10(6) кВ на приєднаннях Т-1-10(6) кВ, Т-2-10(6) кВ встановлено 2 обмоткові вимірювальні трансформатори струму.

На практиці це означає, що роботи вимірювальних трансформаторів струму в межах нормованої метрологічної похибки необхідно суворо контролювати дотримання правил їх технічної експлуатації, а найперше потужність їх вторинного навантаження. Адже відомо, що клас точності трансформаторів залежить від їх навантаження. Якщо цей параметр не контролювати, і він вийде за межі допустимих норм, то похибки цілком справних ТС також вийдуть за допустимі межі внаслідок порушення правил їх експлуатації.

Відомо, що потужність вторинного навантаження вимірювальних трансформаторів складається з потужності вимірювального приладу плюс потужність, що споживається з'єднувальними провідниками. Слід зазначити, що згідно з вимогами нормативних документів, навантаження вторинних кіл трансформаторів струму повинно становити 25–100 % від номінального, тільки тоді вони будуть працювати в своєму класі точності. Причому похибки зростатимуть, якщо навантаження вийде за межі цього інтервалу.

На практиці одна обмотка трансформаторів струму використовується для схеми диференційного захисту трансформатора. В другій вимірювальній обмотці змонтовано кола струмового захисту, кола телеметричних вимірювань та кола обліку.

Факторів, які впливають на неконтрольовану зміну навантаження трансформаторів, може бути багато. Найперше – це повсюдна практика приєднання до обмоток вимірювальних трансформаторів неконтрольованої кількості пристроїв релейного захисту і автоматики, приладів телеметрії тощо. Це приводить до істотного збільшення потужності навантаження вторинних кіл. До збільшення потужності навантаження приводить також неконтрольоване збільшення довжини вимірювальних ліній.

Відповідно завантаженість вторинних кіл вимірювальних трансформаторів струму на приєднаннях Т-1-10(6) кВ, Т-2-10(6) кВ (Таблиця 2.7) перевищує допустиме нормоване значення в кілька разів. Нормоване значення завантаженості вторинних кіл вимірювальної обмотки трансформаторів струму напругою 10 кВ становить $10 \text{ В} \cdot \text{А}$.

№	Назва підстанції	Назва приєднання	Завантаженість вторинних кіл, В*А	
			Фаза А	Фаза С
1	Вовчинець 110/10 кВ	Т-1-10 кВ	45,3	44,8
2	Вовчинець 110/10 кВ	Т-2-10 кВ	46,1	45,3
3	Радіозавод 110/10 кВ	Т-1-10 кВ	21,27	21,74
4	Радіозавод 110/10 кВ	Т-2-10 кВ	35,0	37,5
5	Автолившаш 110/10/10 кВ	Т-1-1-10 кВ	24,2	25,7
6	Автолившаш 110/10/10 кВ	Т-1-2-10 кВ	23,8	22,9
7	Автолившаш 110/10/10 кВ	Т-2-1-10 кВ	31,6	32,4
8	Автолившаш 110/10/10 кВ	Т-2-2-10 кВ	42,5	39,3
9	Ринь 110/10 кВ	Т-1-10 кВ	32,7	33,4
10	Ринь 110/10 кВ	Т-2-10 кВ	29,4	27,8
11	Снятин 110/35/10 кВ	Т-1-10 кВ	58,3	53,4
12	Снятин 110/35/10 кВ	Т-2-10 кВ	40,4	48,3
13	П'ядики 35/10 кВ	Т-1-10 кВ	61,4	54,1
14	П'ядики 35/10 кВ	Т-2-10 кВ	69,5	48,0
15	Лисець 35/10 кВ	Т-1-10 кВ	18,3	17,8
16	Лисець 35/10 кВ	Т-2-10 кВ	24,5	24,7

У результаті виходить, що вузол обліку електричної енергії працює з нормованим класом точності тільки в ідеальному випадку, а в реальних умовах експлуатації похибки приладів багаторазово виходять за стандартні величини. Для приведення роботи вимірювальних комплексів обліку електричної енергії в межах нормованого класу точності на приєднаннях Т-1-10(6) кВ, Т-2-10(6) кВ є розділення вторинних кіл релейного захисту, телеметрії та кіл обліку електричної енергії.

Для реалізації цього завдання необхідно для кіл обліку виділити окрему обмотку, встановити вимірювальні трансформатори струму з 3 вторинними обмотками. А також для приведення вузла обліку до вимог «Правил улаштування електроустановок», облік електроенергії трифазного струму потрібно виконувати трифазними триелементними лічильниками, тому при заміні на приєднаннях 6-10 кВ необхідно встановлювати 3 трансформатори струму.

З огляду на потребу заміни ТС, які експлуатуються і не відповідають метрологічним характеристикам вимірювальних комплексів типу 2, на підстанціях АТ в 2021 році необхідно провести закупівлю та замінити вимірювальні трансформатори кількості 54 шт.

№ з/п	Назва продукції	Одиниця виміру	Вартість одиниці продукції, тис. грн.	Всього	
				Кількість	тис. грн.
2.2.4	Вимірювальні трансформатори струму типу ТПЛУ-10 (ТОЛУ-10) кл. точн. 0,5S	шт.	8,56	42	359,52

З огляду на потребу заміни ТС, які експлуатуються для обліку електричної енергії на вводах ПС 110/35/10(6) кВ компанії, для коректного визначення обсягів перетоків на напругу 10 кВ необхідно провести закупівлю та замінити вимірювальні трансформатори які не відповідають метрологічним характеристикам вимірювальних комплексів типу 2 в кількості 12 шт.

№ з/п	Назва продукції	Одиниця виміру	Вартість одиниці продукції, тис. грн.	Всього	
				Кількість	тис. грн.
2.2.5	Вимірювальні трансформатори струму типу ТПЛУ-10 (ТОЛУ-10) кл. точн. 0,5S (триобмоткові)	шт.	8,56	12	102,72

Вибір типів ТС:

Розподіл трансформаторів струму по типах буде виконано пропорційно у відповідності до виявленого браку (ТПЛ, ТОЛ ... та ін.) та плану модернізації вимірювальних комплексів комерційного обліку типу 2 Таблиця 2.8. АТ «Прикарпаттяобленерго» планує по мірі виявлення бракованих трансформаторів струму закуповувати саме такі типи ТС, встановлення яких не буде потребувати додаткових витрат на реконструкції силової частини комірок, саме типу ТПЛУ-10, ТОЛУ-10 з покращеними метрологічними (клас точності - 0,5S) параметрами, виробництва ПП «Біонтоп»

Перевагами даних вимірювальних трансформаторів є конструктивне виконання. Вимірювальна вторинна обмотка трансформатора струму виконана на сердечнику з нанокристалічного сплаву. Це дозволяє отримати більший лінійний динамічний діапазон характеристик по струму та куту. При цьому забезпечується стабільність характеристик на протязі всього терміну служби вимірювального трансформатора і стійкість магнітопровода до намагнічування (від однополюсних імпульсних струмів КЗ). Крім цього, забезпечується коефіцієнт безпеки приладів не більше 3, що значно зменшує аварійні перевантаження. За час експлуатації продукції компанії «Біонтоп» в АТ «Прикарпаттяобленерго» не було зауважень щодо якості вимірювальних трансформаторів струму, а також наданої документації.

На ринку України, рівень напруги 10 кВ, представлені вітчизняні виробники вимірювальних трансформаторів струму:

- ТОВ «Еліз», типи: ТОЛ-Э-12, ТПЛ-Э-12, ТПОЛ-Э-12;
- ТзОВ «НВО УкрЕнерго», типи: ТОЛ-УЭ-12, ТПЛ-УЭ-12, ТПОЛ-УЭ-12;
- ПП «Біонтоп», типи: ТОЛУ-10, ТПЛУ-10, ТПОЛУ-10,

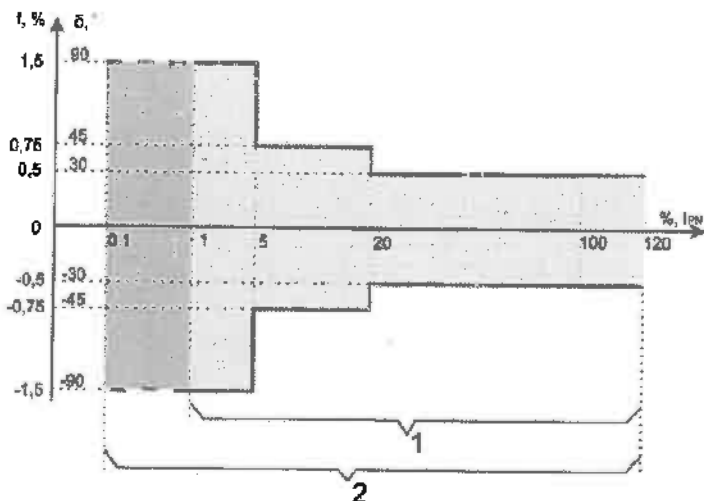
Конструктивно дані вимірювальні трансформатори струму дозволяють виконати заміну вимірювальних трансформаторів струму типу: ТПЛ-10, ТПЛМ-10, ТПЛ-10, ТПОЛ-10

При виборі виробника вимірювальних трансформаторів струму необхідно звернути увагу на проблему обліку електроенергії. Так в енергетиці існує проблема обліку електроенергії на об'єктах, де присутнє нерівномірне споживання (генерація) електроенергії. Наприклад, на сонячних електростанціях, підприємствах житлово-комунальної сфери (в тому числі обладнаних електроопаленням), виробничих підприємствах з сезонним чи однозмінним режимом роботи, добові коливання де пікова віддача потужності в мережу в денний час і власне споживання в нічний, відрізняються більш ніж в 1000 разів.

Суть проблеми полягає в тому, що відповідно до чинних в світі стандартів метрологічні характеристики вимірювальних трансформаторів струму регламентуються в діапазоні сили струму від 1% до 120% від номінальної. Тобто відношення максимальної сили струму до мінімальної дорівнює 120 разів, тоді як для об'єктів зазначених вище, таке співвідношення має бути 1000 і більше.

Слід зазначити, що при силі струму менше 1% від номінальної, похибка трансформаторів струму не регламентується і найчастіше негативна, а значення похибки може коливатися в дуже широких межах. Отже, енергорозподільні компанії несуть прямі втрати.

ПП «Біонтоп» пропонує рішення даної проблеми шляхом використання трансформаторів струму з розширеним діапазоном вимірюваної сили струму. Так підприємством розроблені і освоєні у виробництві трансформатори струму типів ТОЛУ, ТПЛУ і ТПОЛУ з класами точності 0,5S+, похибка яких регламентується в діапазоні від 0,1% до 120% номінальної сили струму (співвідношення 1200 разів!). Для порівняння, на малюнку нижче, показані метрологічні характеристики трансформаторів струму класу точності 0,5S і 0,5S+.



- 1 - Діапазон сили первинного струму, в якому регламентується струмова і кутова похибка трансформаторів струму класу точності 0,5S відповідно до ДСТУ ІЕС 60044-1 ($I_{max} / I_{min} = 120$)
- 2 - Діапазон сили первинного струму, в якому регламентується струмова і кутова похибка трансформаторів струму класу точності 0,5S+ ($I_{max} / I_{min} = 1200$)

ТС класу точності 0,5S+ дозволяють замінити трансформатори струму з коефіцієнтом трансформації, що перемикається, за допомогою яких сьогодні вирішується піднята проблема, а отже можливо скоротити проектну вартість комірки обліку електроенергії. Більш того, використання трансформаторів струму класу точності 0,5S+ сприяє зменшенню експлуатаційних витрат, так як відпадає необхідність в регулярному перемикаванні коефіцієнта трансформації трансформаторів струму, особливо при добових коливаннях споживання.

Трансформатори струму з розширеним діапазоном вимірюваної сили струму, відповідно до вимог "Технічного регламенту законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки" пройшли оцінку відповідності в ДП "Укрметртестстандарт" і внесені до Держресстру України.

АТ «Прикарпаттяобленерго» проводить аналіз роботи вимірювальних комплексів з трансформаторами струму класу точності 0,5S ПП «Біонтоп» завантаженість яких становить менше 1%. Вимірювальна вторинна обмотка трансформатора виконана на осерді з нанокристалічного сплаву. Це забезпечує отримання великого лінійного динамічного діапазону характеристик обмотки по струму і куту. При цьому, забезпечується довготривала стабільність характеристик протягом всього терміну служби трансформатора і стійкість магнітопроводу до намагнічування (від однополярних імпульсних струмів КЗ). Результати аналізу та вимірювань засвідчують, що значення струмової похибки стабільне в діапазоні завантаженості менше 1%, а негативне значення не перевищує 1,5%.

Так, для прикладу розглянемо один ВОЕ «Насосна-1» ком. 8 ПС 110/10 кВ «Автолирмац», трансформатори струму типу ТПЛУ-10, коефіцієнт трансформації 100/5, клас точності 0,5S, завантаженість 0,8%, обсяг електричної енергії спожитої за листопад 2019 року становить 13920 кВт*год., 4 080 кВАр*год., відповідно за рахунок стабільної похибки менше 0,5% в порівнянні з трансформатори струму інших виробників отримуємо річну економію:

$$13920 * 0,005 * 12 = 828 \text{ кВт*год.}$$

$$4\ 080 * 0,005 * 12 = 245 \text{ кВАр*год.}$$

№	Оцінка ефективності	Вартість
1	Ефект від зниження ТВЕ 828 кВт*год. * 1,618 грн./кВт*год. =	1340 грн.
	Отриман кошти за розподіл електроенергії 828 кВт*год * 0,68 грн./кВт*год =	563 грн
2	Термін окупності: 8080 / 1340 =	4,2 роки

Таким чином додаткові витрати компанії на придбання ТС *ТПЛУ-10* в порівнянні ТОЛ-УЭ-12 орієнтовно окупаються протягом 2-2,5 років.

АТ «Прикарпаттяобленерго» з 2009 року закупило вимірювальні трансформатори струму в литій ізоляції компанія «Біонтоп» в кількості – 267 штук. Слід відмітити що за час експлуатації не було зафіксовано порушень в роботі електрообладнання з вини даних вимірювальних трансформаторів струму та їх пошкоджень. Поряд з цим компанія має негативний досвід співпраці з найбільш поширеним виробником ТзОВ «НВО УкрЕнерго».

Так, у партії закуплених трансформаторів струму виробництва ТзОВ «НВО УкрЕнерго» 5 штук (закуплених в 2019 році), встановлено заводський брак 2 штуки (40% поставки) по причині невідповідності опору ізоляції. Даний дефект несе ризик пошкодження трансформатора струму в експлуатації при навантаженнях. Як правило пошкодження трансформатора приводить до пошкодження електроустановки (опорні ізолятори, вторинні кола вимірювань та захисту, кабельна муфта). З огляду на це, та враховуючи негативний досвід в частині експлуатації трансформаторів струму 35 кВ типу ТФЗМ-40,5-II-I-УХЛ1 виробництва ТОВ «НВО УкрЕнерго», а саме вихід з ладу 10-12 % обладнання протягом перших двох років експлуатації, фахівці компанії прогнозують значні витрати на експлуатаційне обслуговування трансформаторів струму.

Тому, при виборі виробника вимірювальних трансформаторів струму одним із головних пріоритетів є якість обладнання, а не його вартість. З огляду на наведе прийнято рішення щодо закупівлі ТС типу ТПЛУ-10 (ТОЛУ-10) кл. точн. 0,5S виробництва ПП «Біонтоп».

2.2.6 Модернізація вимірювальних комплексів (Вимірювальні трансформатори струму типу ТРО кл. точн. 0,5S)

АТ «Прикарпаттяобленерго» виконало велику роботу щодо модернізації вимірювальних комплексів із заміною вимірювальних трансформаторів струму на рівні напруги 6-10 кВ. Слід відмітити, що найбільш важливими з точки зору точності обліку електроенергії точками розрахунку за відпущену і отриману електроенергію є високовольтні приєднання 35-110 кВ, де на межі балансової приналежності споживача і електропередавальної організації встановлені вимірювальні комплекси комерційного обліку електроенергії.

З прийняттям «Кодексу комерційного обліку електричної енергії» на ринку електричної енергії України в залежності від рівня напруги (характеристики точки комерційного обліку) застосовуються різні технічні вимоги до вузлів обліку електричної енергії (ВОЕ) та засобів вимірювальної техніки (ЗВТ) (лічильники, вимірювальні трансформатори та допоміжне обладнання, їх клас точності).

Так вимірювальні комплекси або їх складові, які вже перебувають в експлуатації АТ «Прикарпаттяобленерго» не відповідають вимогам Кодексу, продовження їх експлуатації дозволяється доки ці вимірювальні комплекси не будуть модернізовані у плановому порядку. Для поступового приведення комерційного обліку до вимог Кодексу АТ «Прикарпаттяобленерго» згідно програми Модернізації системи обліку шляхом встановлення вимірювальних трансформаторів струму (Категорія заходу 9 відповідно до п.3.2.6 Кодексу системи розподілу) заплановано виконати модернізацію вимірювальних комплексів на рівні напруги 35 кВ:

- 35/10/6 кВ "Струтин" ПЛ-35кВ "Спас";
- 110/35/10 кВ "Опорна" ПЛ-35 кВ "Очисні споруди".

Слід відмітити, що на всіх високовольтних приєднаннях (35 кВ встановлено по 2 вимірювальні трансформатори струму класу точності вимірювальних обмоток 0,5. Облік електричної енергії виконується триелементними лічильниками, підключення яких виконано по схемі Арона. На точність обліку електроенергії в даному випадку впливає несиметрія напруг в мережі та нерівномірне навантаження по фазах. При зменшенні навантаження збільшується несиметрія як струмова так і кутова, що впливає на точність обліку електроенергії.

Оскільки облік електроенергії трифазного струму згідно «Правил улаштування електроустановок» потрібно виконувати трифазними триелементними лічильниками, тому для модернізації вимірювальних комплексів на рівні напруги 35 кВ заплановано у 2021 році закупити 15 трансформаторів струму класу точності 0,5S.

№ з/п	Назва продукції	Одиниця виміру	Вартість одиниці продукції, тис. грн.	Всього	
				кількість	тис. грн.
2.2.6	Вимірювальні трансформатори струму типу ТРО кл. точн. 0,5S	шт.	76,2	15	1143,00

Вимірковальний трансформатор струму		* Тип: ТРО	* Уп: 35	*		
Норма: ГОСТ	Протокол випробувань: <input checked="" type="checkbox"/>	* Напруга ізоляції (кВ): 40.5				
Ith (кА/Іс):	Idyn: 63	* Випробувальна напруга (кВ): 95				
Ith (кА/Іс): 25	Частота (Гц): 50	* Випробувальна ударна напруга (кВ): 200				
Технічні параметри						
	* Первинний струм (А)	* Вторинний струм (А)	* Навантаження (ВА)	* Клас точності	* Число перегрузки (FS/ALF)	* Офіційна повірка:
Обмотка 1	150-300	5	30	0.5S	5	<input checked="" type="checkbox"/>
Обмотка 2	150-300	5	30	0.5S	5	<input checked="" type="checkbox"/>
Обмотка 3	300	5	30	0.5	5	<input checked="" type="checkbox"/>
Обмотка 4	300	5	30	10P	25	<input type="checkbox"/>
Обмотка 5						<input type="checkbox"/>
Обмотка 6						<input type="checkbox"/>

Станом на 01.09.20 в електроустановках АТ «Прикарпаттяобленерго» на вузлах комерційного обліку експлуатуються вимірковальні трансформатори струму типу ТФЗМ-35. Даний тип ТС є масляного виконання, обмотки трансформатора струму і магнітопровід розміщені в фарфоровому корпусі (ізоляторі), що заповнений трансформаторною оливою. Рівень оливи в трансформаторі струму контролюється по рівню оливи в оливовказівнику, що знаходиться в верхній частині корпусу.

В процесі експлуатації необхідно проводити: технічне обслуговування та середній ремонт трансформаторів струму.

Поточний ремонт

Поточний ремонт трансформаторів струму 35 кВ проводиться один раз на 3 роки.

Огляд трансформаторів струму проводиться разом з оглядом усього обладнання підстанції.

При огляді необхідно перевірити:

- рівень оливи в оливовказівнику;
- чистоту і цілісність фарфорового корпусу, відсутність тріщин і сколів, слідів розрядів на поверхні і кришці трансформатора;
- стан забарвлення індикаторного силікагеля в повітроосушувачі (для трансформаторів струму, що ним обладнані);
- відсутність підтікання оливи;
- стан контактів, під'єднання ошинування, заземлення;
- чіткість диспетчерських назв.

У випадку відсутності зауважень за результатами огляду трансформатор струму залишається в роботі до наступного ремонту. У випадку виявлення зауважень за результатами огляду проводиться позачерговий ремонт. При поточному ремонті необхідно виконати такі роботи:

- зовнішній огляд трансформаторів (виявлення, підтікання оливи, стану і ступені забруднення);
- очищення трансформатора (фарфорового корпусу);
- відбір проб оливи – розгвинчування оливозливного отвору, відбір проби трансформаторної оливи, загвинчування отвору);
- перевірку стану оливовказівника (огляд, очищення, перевірка роботи, дрібний ремонт);
- відновлення антикорозійного покриття (видалення корозії щіткою, пофарбування пензлем металевих поверхонь);
- перевірку обвитки трансформатора струму на обрив і з'єднання з корпусом;
- перевірку стану контактів (огляд, перевірка кріплень, очищення, змащування поверхонь);
- контрольне підтягування гвинтових з'єднань;
- перевірку стану повітроосушувальних фільтрів (зняття, розбирання фільтрів, заміна силікагеля, збирання встановлення на місце);
- регулювання рівня оливи (доливання оливи помпою чи зливання за необхідності, спостерігати за оливовказівником);

Середній ремонт

Середній ремонт трансформаторів струму проводиться при необхідності (за результатами вимірювань і випробувань).

При середньому ремонті необхідно спочатку провести комплекс робіт з поточного ремонту, а потім виконати такі роботи:

- встановити трансформатор струму на стенд для досягнення ним температури навколишнього середовища, оглянути трансформатор струму;
- злити трансформаторну оливу (відкрутити корки оливоспускного отвору, перевірити роботу оливоказівника, злити оливу, перевірити стан крана, ущільнення);
- ремонт вузла герметизації (роз'єднати різьбові з'єднання, зняти і замінити при потребі оболонки, встановити їх на місце, перевірити ущільнення);
- ремонт оливоказівника, оливоспускних кранів (розбирання, огляд, очищення, заміна при потребі дефектних деталей, складання, перевірка ущільнень);
- ремонт повітроосушувача (знімання розкладання, очищення заміна силікагеля, оливи, збирання, встановлення на місце);
- перевірку стану коробки з виводами вторинної обмотки (роз'єднання різьбових з'єднань, розкладання, очищення, маркування, заміна дефектних деталей);
- перевірку стану кранів (розбирання, огляд, очищення, заміна при потребі дефектних деталей, складання, перевірка ущільнень);
- перевірку стану кришки (роз'єднання різьбових з'єднань, від'єднання знімання, очищення зовнішньої і внутрішньої поверхні прокладок, за необхідності їх заміна);
- сушіння обмоток (роз'єднання різьбових з'єднань, знімання, перевірка стану активної частини, завантаження в вакуумну піч, нагляд за процесом сушіння, вивантаження з печі);
- зібрати трансформатор (встановлення кріплення обмоток, фарфорового ізолятора, кришки, вкладання прокладок, закріплення, вимірювання опору ізоляції);
- вакуумування, заливання оливи (заливання, вакуумування, нагляд за процесом, відбір проб оливи);
- здавання в експлуатацію (фарбування, пакування транспортування трансформатора струму на склад, або до місця встановлення).

Для проведення середнього ремонту необхідно виконувати демонтаж вимірювальних трансформаторів струму, що призводить до знеструмлення обладнання, або необхідності мати аварійний запас.

Закінчення ремонту трансформатора струму і введення його в експлуатацію після ремонту здійснюється за результатами високовольтних випробувань фарфорової ізоляції та трансформаторної оливи.

Проведемо аналіз затрат на обслуговування оливо наповнених трансформаторів струму типу ТФЗМ-35 в процесі експлуатації. Поточний ремонт вимірювальних трансформаторів струму проводиться один раз на 3 роки, а середній термін експлуатації становить 30 років. Необхідність виконання середнього ремонту визначається за даними високовольтних випробувань та випробувань оливи. Згідно даних за термін експлуатації необхідно виконувати 2 середні ремонти.

Визначимо вартість обслуговування трансформатора струму оливо наповненого встановленого на ПС 35/10/6 кВ "Струтин" приєднання «Спас» господарським способом, без врахування матеріалів, в цінах 2020 року. Дані для розрахунку та визначення затрат за час експлуатації :

№	Назва робіт	Кількість, шт	Затрати, грн	Сумарні затрати, грн
1	Поточний ремонт	7	6052,39	42366,73
2	Середній ремонт	2	9530,49	19060,98
3	Високовольтні випробування	9	995,83	8962,47
4	Аналіз оливи	11	850	9350
5	Трансформаторна олива	80	61	4880
				84620

Фактичні затрати будуть значно більші, оскільки в затратах поточного та середнього ремонтів не враховано вартість робіт на виведення обладнання в ремонт, ввімкнення після ремонту.

Слід відмітити, що для проведення середнього ремонту необхідно виконувати демонтаж вимірювальних трансформаторів струму, що призводить до збільшення матеріальних, трудових

затрат та простою обладнання в ремонті. Оскільки якість трансформаторів струму українського виробництва не відповідає вимогам нормативних документів, а також використання неякісних матеріалів при їх виготовленні приводить до збільшення кількості поточних та середніх ремонтів.

Згідно отриманих розрахунків затрати на придбання вимірювальних трансформаторів струму з сухою ізоляцією в цінах 2020 року окупляться за 14 років. Враховуючи тенденцію до зростання вартості матеріалів та послуг затрати на закупку більш вартісних трансформаторів струму окупляться за менший період.

Слід зауважити, що компанія має негативний досвід експлуатації оливо наповнених трансформаторів струму типу ТФЗМ-35. Так, протягом 2017-2018 років компанія закупила вимірювальні трансформатори струму типу ТФЗМ-40,5-II-I-УХЛ1 виробництва ТОВ «НВО Укренерго» в кількості - 42 штуки. В процесі експлуатації даного обладнання було виявлено суттєві дефекти в 10 % встановлених ТС, зокрема:

- 08.09.2018 ПС 35/10 кВ «Делятин» ТФЗМ-40,5-II-I-УХЛ1: зав №1246 (пробій ізоляції обмотки ВН при напрузі 65 кВ); зав №1252 (замикання обмотки ВН відносно корпусу); зав №1253 (пробій ізоляції обмотки ВН при напрузі 39 кВ);

- 09.11.2018 ПС 35/10 кВ «Яремче» ТФЗМ-40,5-II-I-УХЛ1 зав №0796 (пробій ізоляції обмотки ВН при напрузі 65 кВ);

- 10.05.2019 ПС 35/10 кВ «Студінка» ТФЗМ-40,5-II-I-УХЛ1 зав № 0823 (величина t_{qf} перевищує нормативне значення);

- 30.10.2018 ПС 110/35/6 кВ «Височанка» ТФЗМ-40,5-II-I-УХЛ1 зав № 0826, 0797, 0803 (підтікання трансформаторної оливи, на місці установки ліквідувати не вдалося).

Встановлення на об'єктах неякісного обладнання призвело до необхідності його демонтажу, направлення на завод-виробник для відновлення технічних характеристик, повторний монтаж обладнання, що зумовило додаткові витрати компанії лише протягом гарантійного терміну експлуатації в сумі ~ 65 тис. грн.

Крім того, 26.04.2019 виникло пошкодження ТС-35 кВ пр. «Височанка» ф. «В» на ПС-35 кВ «Студінка», що в подальшому призвело до пошкодження із загоранням ТС-35 кВ пр. «СВ-35» ф. «А», ф. «С» та СВ-35 на живлячій ПС-110 кВ «Височанка». Причиною технологічного порушення став пробій ізоляції обмотки 35 кВ внаслідок її розкладання в трансформаторній оливі. Розкладання ізоляції виникло внаслідок дефектів виготовлення заводом-виробником. Орієнтовні збитки компанії на відновлення працездатності об'єкта склали 730 тис. грн.

За результатами проведених розрахунків, а також ризик закупки неякісних оливо наповнених трансформаторів струму керівництвом компанії прийнято рішення про закупівлю вимірювальних трансформаторів з сухою ізоляцією.

На ринку України відсутні вітчизняні виробники вимірювальних трансформаторів струму на рівні напруги 35 кВ з сухою ізоляцією. Тому для модернізації ВОЕ прийнято рішення закупити вимірювальні трансформатори струму компанії с торговою назвою «АВВ». Компанія реалізує опорний трансформатор струму типу ТРО (рис.2, аналог трансформатора струму типу ТФЗМ-35), який призначений для захисту та вимірювання в розподільних пристроях зовнішньої установки.

Всі активні частини вимірювальних трансформаторів струму для зовнішньої установки типу ТРО залиті епоксидною смолою. Для герметизації вимірювальних трансформаторів струму зовнішньої установки використовують спеціальні епоксидні смоли, які мають високі ізоляційні властивості та витримують екстремальні кліматичні умови (ультрафіолетове випромінювання, дощ, випадання роси та інію, морське повітря). Ця маса виконує як електроізоляційну, так і механічні функції. Це забезпечує герметичний захист від проникнення вологи, а також від корозії. Вимірювальні трансформатори не потребують обслуговування під час експлуатації. Трансформатори зовнішньої установки монтується в вертикальному положенні.



Переваги сухих вимірювальних трансформаторів струму:

- висока якість виконання;
- висока надійність та безпека;
- висока точність (метрологічна похибка в класі точності на протязі всього періоду експлуатації);
- не потребують обслуговування (відсутність експлуатаційних витрат);
- великий термін експлуатації.

2.2.7 Модернізація вимірювальних комплексів (Вимірювальні трансформатори напруги типу 3xIVS1 (група) кл. точн. 0,5)

Облік з використанням вимірювальних трансформаторів має відповідати вимогам цього Кодексу та ПУЕ.

Трансформатори напруги (ТН) в електричних мережах 6–10 кВ створюють безпеку виконують функції:

- живлення приладів обліку електроенергії;
- кола обліку та вимірювання;
- контроль ізоляції обладнання;
- живлення оперативних кіл, кіл сигналізації, автоматики та релейного захисту.

Велика кількість вузлів комерційного обліку змонтована на присіданнях 6–10 кВ. Тому для забезпечення надійності та точності роботи ТН 6–10 кВ повинні відповідати підвищеним вимогам. В першу чергу це відноситься до ТН контролю ізоляції (ТНКИ), які, крім всіх перерахованих функцій, повинні забезпечувати захист від пошкоджень при ферорезонансних процесах. Виконання всіх цих вимог приводить до збільшення розмірів ТН і до складності компоновки в малогабаритних комірках КРУ.

Слід відмітити, що в зв'язку зі значним терміном експлуатації та пошкодженнями в мережі із замиканням на землю характеристики стану ізоляції трансформаторів напруги знаходяться на гранично допустимих межах. Пошкодження вимірювальних трансформаторів призведе до припинення обліку електричної енергії, контролю ізоляції обладнання, живлення оперативних кіл, кіл сигналізації, автоматики та релейного захисту. Відсутність даних з вимірювальних трансформаторів напруги може призвести до пошкодження енергетичного обладнання, відновлення спричинених пошкоджень буде потребувати значних капіталовкладень.

Підвищення точності обліку електроенергії за рахунок використання електронних лічильників не виправдало в повній мірі надії на підвищення точності обліку електроенергії по причині високих систематичних похибок.

В значній мірі це відноситься до ТНКИ, умовою роботи яких є режим заземлення нейтралі обмотки ВН. Її розземлення ліквідувало б основну причину їх пошкоджень (протікання значних струмів через обмотки ВН на землю), а також зменшило метрологічні похибки.

На протязі тривалого часу розроблялись пристрої захисту, багато з яких не є ефективними. Так, використання ТНКИ, НТМИ-6-10, виготовлених у відповідності ГОСТ 1983-2001, обмежено у зв'язку із недоліками:

Часті пошкодження при ферорезонансних явищах в електричних мережах. Включення резисторів в коло розімкнутого трикутника $R=25$ Ом або в нульовий вивід обмотки ВН резисторів $R<10$ кОм не забезпечує його від пошкоджень. Постійне включення в нульовий вивід ВН як активних, а також індуктивних опорів більше 10 кОм забезпечує їх захист, але при цьому збільшується похибка вимірювання пропорційно з збільшенням значення опору;

При однофазному замиканні на землю в мережах 6-10 кВ обмотка ВН фази ТН, яка пошкоджена шунтується і схема з'єднання ТН стає аналогічна схемі відкритого трикутника. Відомо, що в в цьому випадку при підключеному навантаженні до виводів фаз А і С обмотки НН виникають недопустимі похибки. Це характерно для двох трансформаторів напруги, включених по схемі відкритого трикутника, і для трансформаторів НАМИ-10/6, де використовуються також дві обмотки;

Мала номінальна потужність трансформатора дозволяє підключити не більше чотирьох присідань 6–10 кВ, де встановлені індукційні лічильники.

Навантаження вторинних обмоток вимірювальних трансформаторів, до яких приєднують лічильники, мають відповідати діапазону значень, для яких унормовано клас точності.

При цьому необхідно враховувати, що клас точності ТН забезпечується тільки при дотриманні технічних параметрів. Необхідно щоб фактичне навантаження при $\cos \varphi = 0,8$ було симетричним та знаходилося в межах від 25 до 100% від номінальної потужності. Якщо навантаження більше 100%, то ТН переходить в нижчий клас точності. Залежність зміни меж метрологічної похибки вимірювальних ТН в залежності від навантаження вторинних обмоток приведена на рис.

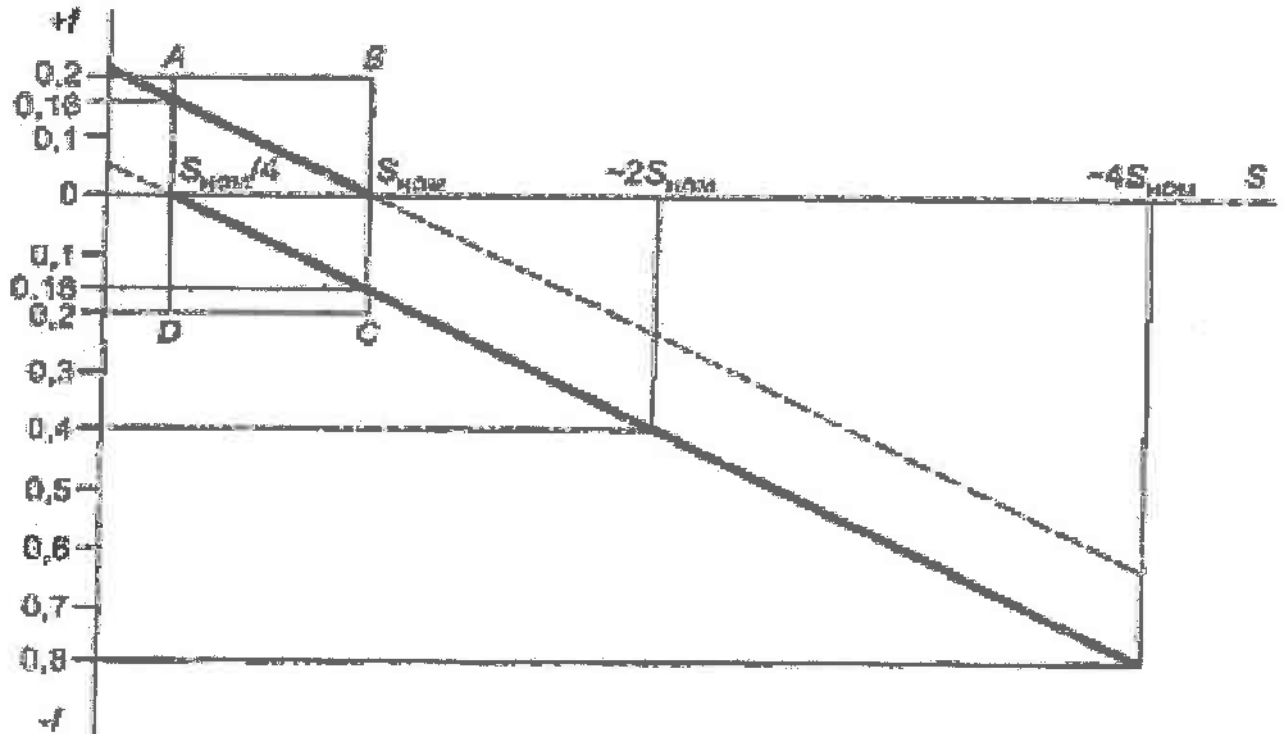


Рис.4 - Залежність метрологічної похибки трансформаторів на напругу

Обмотки ВН мають велику кількість витків тонкого проводу обмотки і малу граничну потужність. Мала потужність ТН була взята в основу широко поширеної думки, що ТН не можуть суттєво впливати на режим роботи основної мережі 10(6) кВ, яка живить споживачів сумарною потужністю в тисячі та десятки тисяч кВА.

Відповідно цієї думки, були сконструйовані всі ТН для мереж 10(6) кВ. Наприклад, трифазний заземлюваний ТН типу НТМИ-10(6)-54 це переконструйований трифазний тристержневий незаземлюваний ТН типу НТМК з додаванням до його магнітопроводу двох бокових стрижнів, по яких можуть замикатися потоки нульової послідовності. В процесі досліджень було встановлено, що ефективніше для кожної окремої обмотки, яка включена між фазою мережі та землею мати свій окремий магнітопровід, перейти до трифазної групи однофазних трансформаторів.

Після проведення реконструкції підстанцій в частині модернізації релейного захисту та телеметричних вимірювань із застосуванням засобів мікропроцесорної техніки значно збільшилось навантаження в вторинних колах трансформаторів напруги.

Відповідно завантаженість вторинних кіл вимірювальних трансформаторів напруги на підстанціях 110/10(6) кВ, 35/10(6) кВ (Таблиця 2.17) перевищує допустиме нормоване значення в кілька разів. Нормоване значення завантаженості вторинних кіл вимірювальних обмоток трансформаторів напруги 10(6) кВ в залежності від типу становить $75 \text{ В}^* \text{ А}$, $120 \text{ В}^* \text{ А}$.

Таблиця 2.17

№ п/п	Назва підстанції	Диспетчерська назва	Тип ТН	Завантаженість, В*А		
				Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	110/10 кВ Автоливмаш	ТН-1-10 кВ	НТМИ-10	84	76	88
2	110/10 кВ Автоливмаш	ТН-2-10 кВ	НТМИ-10	91	82	76
3	110/10 кВ Автоливмаш	ТН-3-10 кВ	НАМИ-10	94		91
4	110/10 кВ Автоливмаш	ТН-4-10 кВ	НТМИ-10	89	82	93
5	110/10 кВ Вовчинець	ТН-1-10 кВ	НАМИ-10	49	-	53
6	110/10 кВ Вовчинець	ТН-2-10 кВ	НАМИ-10	58	-	64
7	110/10 кВ Радіозавод	ТН-1-10 кВ	НТМИ-10	84	89	78
8	110/10 кВ Радіозавод	ТН-2-10 кВ	НТМИ-10	76	81	84
9	110/35/10 кВ Яблунів	ТН-1-10кВ	НТМИ-10	56	52	61
10	35/10 кВ Зв'язок	ТН-2-10кВ	НТМИ-10	78	67	72
11	110/10 кВ Ринь	ТН-1-10кВ	НТМИ-10	78	72	81
12	110/10 кВ Ринь	ТН-2-10кВ	НТМИ-10	81	77	83
13	110/35/10кВ Снятин	ТН-1-10кВ	НТМИ-10	84	79	81
14	110/35/10кВ Снятин	ТН-2-10кВ	НТМИ-10	78	71	75

Відповідно для приведення комерційних вузлів обліку електричної енергії до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії та вимог Правил улаштування електроустановок на рівні напруги 10(6) кВ необхідно виконати заміну трансформаторів напруги. Планується закупити вимірювальні трансформатори напруги (Таблиця 4.18) навантаження вторинних кіл, яких перевищує нормоване значення (Таблиця 2.17).

Таблиця 4.18

№ з/п	Назва продукції	Одиниця виміру	Вартість одиниці продукції, тис. грн.	Всього	
				кількість	тис. грн.
1	2	3	4	5	6
2.2.7	(Вимірювальні трансформатори напруги типу 3хIVS1 (F) (група) кл. точн. 0,5)	шт.	58,50	14	819,00

Для забезпечення роботи ТН в межах нормованих значень метрологічних похибок необхідно зменшити завантаженість вторинних вимірювань. Реалізувати дане завдання можна, якщо розділити вторинні кола обліку та релейного захисту і вимірювань. Для цього необхідно встановити однофазні триобмоткові трансформатори напруги типу IVS1F, технічні параметри (Таблиця 2.19)

Таблиця 2.19

Тип трансформатора	3хIVS1(F) (група)		
Номінальна напруга первинної обмотки, [кV]	10/V3		
Призначення вторинних обмоток	Облік	Захист, вимірювання	Нульова послідовність
Номінальна напруга вторинної обмотки, [V]	100/V3	100/V3	100/3
Клас точності вторинної обмотки	0,5	0,5	3P
Номінальна потужність, [VA]	50	50	150

Трифазні антирезонансні групи однофазних трансформаторів напруги $3 \times IVS1F$, це група однофазних заземлюваних трансформаторів конструктивно закріплених на монолітній рамі.



Рис.3 - Загальний вид трансформаторів напруги $3 \times IVS1F$

Розрахунок економічного ефекту по побудові АСКОВ на ПС 110/35 кВ та модернізація вимірювальних комплексів (2.2.1-2.2.7)

АТ “Прикарпаттяобленерго” продовжує роботи модернізації вимірювальних комплексів комерційного обліку згідно Кодексу комерційного обліку електричної енергії.

Із спадом виробництва зменшується завантаженість вимірювальних трансформаторів струму на точках комерційного обліку, відповідно зменшується точність вимірювальних комплексів обліку електричної енергії, оскільки при малих навантаженнях метрологічна похибка приймає мінусове значення.

Дані нормованих метрологічних похибок вимірювальних трансформаторів струму класу точності 0,5 та 0,5S в залежності від завантаженості приведені в Таблиці.

Номинальне значення струму, %	Нормоване значення метрологічної похибки кл. точності 0,5, %	Нормоване значення метрологічної похибки кл. точності 0,5S, %
1	Не нормується	$\pm 1,5$
5	$\pm 1,5$	$\pm 0,75$
20	$\pm 0,75$	$\pm 0,5$
100	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$
120	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$

Встановлення вимірювальних трансформаторів напруги з трьома вимірювальними обмотками зменшить завантаженість вторинних кіл, відповідно зменшення ТВЕ. При цьому необхідно враховувати, що клас точності ТН забезпечується тільки при дотриманні технічних параметрів. Необхідно щоб фактичне навантаження при $\cos \varphi = 0,8$ було симетричним та находилось в межах від 25 до 100% от номінальної потужності. Якщо навантаження більше 100%, то ТН переходить в нижчий клас точності.

Роботи по заміні вимірювальних трансформаторів струму, трансформаторів напруги та лічильників електричної енергії планується виконати господарським методом,

Основною складовою ефекту від заміни вимірювальних трансформаторів струму класу точності 0,5S, трансформаторів напруги та лічильників електричної енергії буде зниження комерційної складової ТВЕ. Таким чином очікуваний річний ефект від встановлення обладнання на вибраних ділянках становитиме 320,6 тис кВт*год. (1 165,98 тис.грн).

№	Оцінка ефективності	Вартість
1	Витрати на встановлення обладнання	2292,96 тис. грн.
2	Зменшення комерційних втрат електроенергії від встановлення вимірювальних трансформаторів струму класу точності 0,5S за рік:	320,6 тис. кВт·год.
3	Ефект від зниження ТВЕ $320,6 \text{ тис. кВт·год.} \times 1,618 \text{ грн./кВт·год.} =$	518,7 тис. грн.
4	Термін окупності: $2292,96 / 518,7 =$	4,4 роки

2.2.8 Модернізація вимірювальних комплексів (Вимірювальні трансформатори струму типу ТРО кл. точн. 0,5S)

В інвестиційній програмі АТ «Прикарпаттяобленерго» на 2021 рік передбачено закупівлю 3 вимірювальних трансформаторів струму номінальною напругою 35 кВ на загальну суму 145,92 тис. грн.без ПДВ.

Резюме

АТ «Прикарпаттяобленерго» виконало велику роботу щодо модернізації вимірювальних комплексів із заміною вимірювальних трансформаторів струму на рівні напруги 6-10 кВ. Слід відмітити, що найбільш важливими з точки зору точності обліку електроенергії точками розрахунку за відпущену і отриману електроенергію є високовольні приєднання 35-110 кВ, де на межі балансової приналежності споживача і електропередавальної організації встановлені вимірювальні комплекси комерційного обліку електроенергії.

З прийняттям «Кодексу комерційного обліку електричної енергії» на ринку електричної енергії України в залежності від рівня напруги (характеристики точки комерційного обліку) застосовуються різні технічні вимоги до вузлів обліку електричної енергії (ВОЕ) та засобів вимірювальної техніки (ЗВТ) (лічильники, вимірювальні трансформатори та допоміжне обладнання, їх клас точності).

Так вимірювальні комплекси або їх складові, які вже перебувають в експлуатації АТ «Прикарпаттяобленерго» не відповідають вимогам Кодексу, продовження їх експлуатації дозволяється доки ці вимірювальні комплекси не будуть модернізовані у плановому порядку. Для поступового приведення комерційного обліку до вимог Кодексу АТ «Прикарпаттяобленерго» необхідно виконати модернізацію вимірювальних комплексів 3 типу. На першому етапі необхідно модернізувати найбільш енергоємний вузол обліку ПЛ-35 кВ «Північна Долина» на ПС 110/35/6 кВ.

Слід відмітити, що на всіх високовольних приєднаннях (35 кВ встановлено по 2 вимірювальні трансформатори струму, підключення триелементних лічильників виконано по схемі Арона. На точність обліку електроенергії в даному впливає несиметрія напруг в мережі та нерівномірне навантаження по фазах. При зменшенні навантаження збільшується несиметрія як струмова так і кутова, що впливає на точність обліку електроенергії.

Оскільки облік електроенергії трифазного струму згідно «Правил улаштування електроустановок» потрібно виконувати трифазними триелементними лічильниками, тому для модернізації вимірювального комплексу типу 3 заплановано у 2020 році закупити 3 трансформатори струму класу точності 0,5S.

Таблиця 2.11

№ з/п	Назва продукції	Одиниця виміру	Вартість одиниці продукції, тис. грн.	Всього	
				кількість	тис. грн. без ПДВ
1	2	3	4	5	6
2.1.2.4	Вимірювальні трансформатори струму типу ТРО кл. точн. 0,5S	шт.	48,64	3	145,92

Згідно вимогам Кодексу комерційного обліку вимірювальні комплекси 3 типу мають бути обладнані окремими основним та дублюючим лічильниками, а також окремо вимірювальні трансформатори для основного та дублюючого лічильників. Правила дозволяють встановлювати відповідні вимірювальні трансформатори з окремими вторинними обмотками та спільною первинною обмоткою. Технічні характеристики вимірювальних трансформаторів приведено в Таблиці 2.12.

Таблиця 2.12

Вимірювальний трансформатор струму		* Тип: ТРО	* Уп: 35	*		
Норма: ГОСТ	Протокол випробувань: <input checked="" type="checkbox"/>	* Напряга ізоляції (кВ): 40.5				
Ith (кА/Тс):	Idyn: 63	* Випробувальна напруга (кВ): 95				
Ith (кА/3с): 25	Частота (Гц): 50	* Випробувальна ударна напруга (кВ): 200				
Технічні параметри						
	* Первинний струм (А)	* Вторинний струм (А)	* Навантаження (ВА)	* Клас точності	* Число перегрузки (FS/ALF)	* Офіційна перевірка:
Обмотка 1	300	5	30	0.5S	5	<input checked="" type="checkbox"/>
Обмотка 2	300	5	30	0.5S	5	<input checked="" type="checkbox"/>
Обмотка 3	300	5	30	0.5	5	<input checked="" type="checkbox"/>
Обмотка 4	300	5	30	10P	25	<input type="checkbox"/>
Обмотка 5						<input type="checkbox"/>
Обмотка 6						<input type="checkbox"/>

Станом на 01.11.19 в електроустановках АТ «Прикарпаттяобленерго» на вузлах комерційного обліку експлуатуються вимірювальні трансформатори струму типу ТФЗМ-35. Даний тип ТС є масляного виконання, обмотки трансформатора струму і магнітопровід розміщені в фарфоровому корпусі (ізоляторі), що заповнений трансформаторною оливою. Рівень оливи в трансформаторі струму контролюється по рівню оливи в оливовказівнику, що знаходиться в верхній частині корпусу.

В процесі експлуатації необхідно проводити: технічне обслуговування та середній ремонт трансформаторів струму.

Поточний ремонт

Поточний ремонт трансформаторів струму 35 кВ проводиться один раз на 3 роки. Огляд трансформаторів струму проводиться разом з оглядом усього обладнання підстанції. При огляді необхідно перевірити:

- рівень оливи в оливовказівнику;
- чистоту і цілісність фарфорового корпусу, відсутність тріщин і сколів, слідів розрядів на поверхні і кришці трансформатора;
- стан забарвлення індикаторного силікагеля в повітроосушувачі (для трансформаторів струму, що ним обладнані);
- відсутність підтікання оливи;
- стан контактів, під'єднання ошинування, заземлення;
- чіткість диспетчерських назв.

У випадку відсутності зауважень за результатами огляду трансформатор струму залишається в роботі до наступного ремонту. У випадку виявлення зауважень за результатами огляду проводиться позачерговий ремонт. При поточному ремонті необхідно виконати такі роботи:

- зовнішній огляд трансформаторів (виявлення, підтікання оливи, стану і ступені забруднення);
- очищення трансформатора (фарфорового корпусу);
- відбір проб оливи – розгвинчування оливозливного отвору, відбір проби трансформаторної оливи, загвинчування отвору);
- перевірку стану оливоказівника (огляд, очищення, перевірка роботи, дрібний ремонт);
- відновлення антикорозійного покриття (видалення корозії щіткою, пофарбування пензлем металевих поверхонь);
- перевірку обвитки трансформатора струму на обрив і з'єднання з корпусом;
- перевірку стану контактів (огляд, перевірка кріплень, очищення, змащування поверхонь);
- контрольне підтягування гвинтових з'єднань;
- перевірку стану повітроосушувальних фільтрів (знімання, розбирання фільтрів, заміна силікагеля, збирання встановлення на місце);
- регулювання рівня оливи (доливання оливи помпою чи зливання за необхідності, спостерігати за оливоказівником);

Середній ремонт

Середній ремонт трансформаторів струму проводиться при необхідності (за результатами вимірювань і випробувань).

При середньому ремонті необхідно спочатку провести комплекс робіт з поточного ремонту, а потім виконати такі роботи:

- встановити трансформатор струму на стенд для досягнення ним температури навколишнього середовища, оглянути трансформатор струму;
- злити трансформаторну оливу (відкрутити корки оливоспускного отвору, перевірити роботу оливоказівника, злити оливу, перевірити стан крана, ущільнення);
- ремонт вузла герметизації (роз'єднати різьбові з'єднання, зняти і замінити при потребі оболонки, встановити їх на місце, перевірити ущільнення);
- ремонт оливоказівника, оливоспускних кранів (розбирання, огляд, очищення, заміна при потребі дефектних деталей, складання, перевірка ущільнень);
- ремонт повітроосушувача (знімання розкладання, очищення заміна силікагеля, оливи, збирання, встановлення на місце);
- перевірку стану коробки з виводами вторинної обмотки (роз'єднання різьбових з'єднань, розкладання, очищення, маркування, заміна дефектних деталей);
- перевірку стану кранів (розбирання, огляд, очищення, заміна при потребі дефектних деталей, складання, перевірка ущільнень);
- перевірку стану кришки (роз'єднання різьбових з'єднань, від'єднання знімання, очищення зовнішньої і внутрішньої поверхні прокладок, за необхідності їх заміна);
- сушіння обмоток (роз'єднання різьбових з'єднань, знімання, перевірка стану активної частини, завантаження в вакуумну піч, нагляд за процесом сушіння, вивантаження з печі);
- зібрати трансформатор (встановлення кріплення обмоток, фарфорового ізолятора, кришки, вкладання прокладок, закріплення, вимірювання опору ізоляції);
- вакуумування, заливання оливи (заливання, вакуумування, нагляд за процесом, відбір проб оливи);
- здавання в експлуатацію (фарбування, пакування транспортування трансформатора струму на склад, або до місця встановлення).

Для проведення середнього ремонту необхідно виконувати демонтаж вимірювальних трансформаторів струму, що призводить до знеструмлення обладнання, або необхідності мати аварійний запас.

Закінчення ремонту трансформатора струму і введення його в експлуатацію після ремонту здійснюється за результатами високовольтних випробувань фарфорової ізоляції та трансформаторної оливи.

Проведемо аналіз затрат на обслуговування оливо наповнених трансформаторів струму типу ТФЗМ-35 в процесі експлуатації. Поточний ремонт вимірювальних трансформаторів струму проводиться один раз на 3 роки (за термін експлуатації буде виконано 7 поточних

ремонтів, та 2 середні ремонти), а середній термін експлуатації становить 30 років. Необхідність виконання середнього ремонту визначається за даними високовольних випробувань та випробувань оливи. Згідно даних за термін експлуатації необхідно виконувати 2 середні ремонти.

Визначимо вартість обслуговування трансформатора струму оливо наповненого встановленого на ПС 110/35/6 кВ «Долина» приєднання «Північна Долина» господарським способом, без врахування матеріалів, в цінах 2020 року. Дані для розрахунку та визначення затрат за час експлуатації приведено в Таблиці 2.13.

Таблиця 2.13

№	Назва робіт	Кількість, шт	Затрати, грн	Сумарні затрати, грн
1	Поточний ремонт	7	7052,39	49366,73
2	Середній ремонт	2	10230,49	20460,98
3	Високовольні випробування	9	995,83	8962,47
4	Аналіз оливи	11	890	9790
5	Трансформаторна олива	80(літрів)	61	4880
				93460,18

Трансформатори струму з сухою ізоляцією із циклоаліфатичного епоксидного компаунду не потребують технічного обслуговування.

Проте через експлуатацію трансформаторів при різних умовах навколишнього середовища, під час експлуатації трансформаторів доцільно виконувати:

- огляд трансформатори, що знаходиться в експлуатації – лише візуальний контроль,
- огляд трансформатора, що виведений з експлуатації.

Огляд має включати:

- очищення поверхні трансформатора
- перевірка стану ізоляції з епоксидного компаунду
- перевірка стану монтажних гвинтів
- перевірка усіх електричних з'єднань (зі сторони підключення первинної обмотки, вторинних обмоток та заземлення)
- вимірювання основного опору ізоляції
- вимірювання опору ізоляції вторинних обмоток.

Відповідно вартість обслуговування трансформатора струму сухого виконання за період експлуатації (30 років) господарським способом, без врахування матеріалів, в цінах 2020 року приведено в Таблиці 2.14.

Таблиця 2.14

№	Назва робіт	Кількість, шт	Затрати, грн	Сумарні затрати, грн
1	Очищення поверхні	9	305,2	2746,8
2	Перевірка стану ізоляції	9	995,83	8962,47
3	Вимірювання опору ізоляції вторинних обмоток.	9	685,83	6172,47
				17881,74

Відповідно різниця експлуатаційних затрат по обслуговуванню оливо наповнених трансформаторів струму та трансформаторів сухого виконання буде становити 75 578 грн., що більше від економії коштів по закупівлі менш вартісних оливо наповнених трансформаторів струму Таблиця 2.15.

Слід відмітити, що для проведення середнього ремонту необхідно виконувати демонтаж вимірювальних трансформаторів струму, що призводить до збільшення матеріальних, трудових затрат та простою обладнання в ремонті. Оскільки якість трансформаторів струму виробництва ТОВ «НВО Укренерго» не відповідає вимогам нормативних документів, а також використання неякісних матеріалів при їх виготовленні приводить до збільшення кількості поточних та середніх ремонтів.

Розглянемо варіант закупки оливо наповненого вимірювального трансформатора струму типу ТФЗМ-35, середньо ринкова ціна даного типу трансформатора становить 25 000 грн. Порівняння вартості придбання трансформаторів приведено Таблиця 2.15

Таблиця 2.15

№	Тип трансформатора ціна	Кількість, шт	Ціна, грн/шт.	Вартість комплекта, грн
1	ТРО кл. точн. 0,5S	3	48,64	145,92
2	ТФЗМ-35 кл. точн. 0,5S	3	25,00	75,00
	Різниця			70,92

Враховуючи тенденцію до зростання вартості матеріалів та послуг затрати на закупку більш вартісних трансформаторів струму окупляться за менший період. Слід звернути увагу, що при розрахунках не враховані втрати на виведення в ремонт обладнання, та перерви в електропостачанні, що призводить до недовідпуску електроенергії.

Слід зауважити, що компанія має негативний досвід експлуатації оливо наповнених трансформаторів струму типу ТФЗМ-35. Так, протягом 2017-2018 років компанія закупила вимірювальні трансформатори струму типу ТФЗМ-40,5-II-I-УХЛ1 виробництва ТОВ «НВО Укренерго» в кількості - 42 штуки. В процесі експлуатації даного обладнання було виявлено суттєві дефекти в 10 % встановлених ТС, зокрема:

- 08.09.2018 ПС 35/10 кВ «Делятин» ТФЗМ-40,5-II-I-УХЛ1: зав №1246 (пробій ізоляції обмотки ВН при напрузі 65 кВ); зав №1252 (замикання обмотки ВН відносно корпусу); зав №1253 (пробій ізоляції обмотки ВН при напрузі 39 кВ);

- 09.11.2018 ПС 35/10 кВ «Яремче» ТФЗМ-40,5-II-I-УХЛ1 зав №0796 (пробій ізоляції обмотки ВН при напрузі 65 кВ);

- 10.05.2019 ПС 35/10 кВ «Студінка» ТФЗМ-40,5-II-I-УХЛ1 зав № 0823 (величина tqf перевищує нормативне значення);

- 30.10.2018 ПС 110/35/6 кВ «Височанка» ТФЗМ-40,5-II-I-УХЛ1 зав № 0826, 0797, 0803 (підтікання трансформаторної оливи, на місці установки ліквідувати не вдалося).

Встановлення на об'єктах неякісного обладнання призвело до необхідності його демонтажу, направлення на завод-виробник для відновлення технічних характеристик, повторний монтаж обладнання, що зумовило додаткові витрати компанії лише протягом гарантійного терміну експлуатації в сумі ~ 65 тис. грн.

Крім того, 26.04.2019 виникло пошкодження ТС-35 кВ пр. «Височанка» ф. «В» на ПС-35 кВ «Студінка», що в подальшому призвело до пошкодження із загоранням ТС-35 кВ пр. «СВ-35» ф. «А», ф. «С» та СВ-35 на живлячій ПС-110 кВ «Височанка». Причиною технологічного порушення став пробій ізоляції обмотки 35 кВ внаслідок її розкладання в трансформаторній оливі. Розкладання ізоляції виникло внаслідок дефектів виготовлення заводом-виробником. Орієнтовні збитки компанії на відновлення працездатності об'єкта склали 730 тис. грн.

За результатами проведених розрахунків, а також ризик закупки неякісних оливо наповнених трансформаторів струму керівництвом компанії прийнято рішення про закупівлю вимірювальних трансформаторів з сухою ізоляцією.

На ринку України відсутні вітчизняні виробники вимірювальних трансформаторів струму на рівні напруги 35 кВ з сухою ізоляцією. Тому для модернізації ВОЕ прийнято рішення закупити вимірювальні трансформатори струму компанії с торговою назвою «АВВ». Компанія реалізує опорний трансформатор струму типу ТРО (рис.2, аналог трансформатора струму типу ТФЗМ-35), який призначений для захисту та вимірювання в розподільних пристроях зовнішньої установки.



Рис. 2 Трансформатор струму типу ТРО

Всі активні частини вимірювальних трансформаторів струму для зовнішньої установки типу ТРО залиті епоксидною смолою. Для герметизації вимірювальних трансформаторів струму зовнішньої установки використовують спеціальні епоксидні смоли, які мають високі ізоляційні властивості та витримують екстремальні кліматичні умови (ультрафіолетове випромінювання, дощ, випадання роси та інію, морське повітря). Ця маса виконує як електроізоляційну, так і механічні функції. Це забезпечує герметичний захист від проникнення вологи, а також від корозії. Вимірювальні трансформатори не потребують обслуговування під час експлуатації. Трансформатори зовнішньої установки монтуються в вертикальному положенні.

Переваги сухих вимірювальних трансформаторів струму:

- висока якість виконання;
- висока надійність та безпека;
- висока точність (метрологічна похибка в класі точності на протягом всього періоду експлуатації);
- не потребують обслуговування (відсутність експлуатаційних витрат);
- великий термін експлуатації.

2.2.9 Модернізація вимірювальних комплексів (Вимірювальні трансформатори напруги типу VTO 38 (кл. точн. 0,5))

В інвестиційній програмі АТ «Прикарпаттяобленерго» на 2021 рік передбачено закупівлю 3 вимірювальних трансформаторів напруги номінальною напругою 35 кВ на загальну суму 104,00 тис. грн.

Резюме

АТ «Прикарпаттяобленерго» виконало велику роботу щодо модернізації вимірювальних комплексів із заміною вимірювальних трансформаторів струму на рівні напруги 6-10 кВ. Слід відмітити, що найбільш важливими з точки зору точності обліку електроенергії точками розрахунку за відпущену і отриману електроенергію є високовольтні приєднання 35-110 кВ, де на межі балансової приналежності споживача і електропередавальної організації встановлені вимірювальні комплекси комерційного обліку електроенергії.

З прийняттям «Кодексу комерційного обліку електричної енергії» на ринку електричної енергії України в залежності від рівня напруги (характеристики точки комерційного обліку) застосовуються різні технічні вимоги до вузлів обліку електричної енергії (ВОЕ) та засобів вимірювальної техніки (ЗВТ) (лічильники, вимірювальні трансформатори та допоміжне обладнання, їх клас точності).

В процесі модернізації в першу чергу було виконано заміну лічильників електричної енергії, клас точності 0,5S. Наступний етап заміна на рівні напруги 35 кВ оливо-наповнених вимірювальних трансформаторів струму класу точності 0,5 на вимірювальні трансформатори струму класу точності 0,5S з сухою ізоляцією. Важливим засобом вимірювальної техніки техніки вузла обліку електричної енергії є вимірювальний трансформатор напруги.

Станом на 01.06.21 в електроустановках АТ «Прикарпаттяобленерго» на вузлах комерційного обліку експлуатуються вимірювальні трансформатори напруги типу ЗНОМ-35. Даний тип ТН є масляного виконання, обмотки трансформатора напруги і магнітопровід розміщені в фарфоровому корпусі (ізоляторі), що заповнений трансформаторною оливою (Рис.4).



Рис.4

В процесі експлуатації необхідно проводити: технічне обслуговування та середній ремонт трансформаторів напруги.

Огляд трансформаторів напруги проводиться разом з оглядом усього обладнання підстанції.

У випадку відсутності зауважень за результатами огляду трансформатор напруги залишається в роботі до наступного ремонту. У випадку виявлення зауважень за результатами огляду проводиться позачерговий ремонт.

Поточний ремонт трансформаторів напруги 35 кВ проводиться один раз на 3 роки. При поточному ремонті трансформаторів напруги необхідно виконати такі роботи:

- Зовнішній огляд. Визначення дефектів і об'єму робіт.
- Перевірка кріплення до фундаменту, заземлення.
- Перевірка обмоток на обрив і з'єднання з корпусом мегометром.
- Відбір проб масла.
- Перевірка контактів. Очищення. Змазка.
- Ревізія повітроочисних фільтрів. Чистка. Заміна масла і силікагеля.
- Регулювання рівня масла в трансформаторі.
- Перевірка стану ущільнень на відсутність витікання масла.
- Чистка трансформаторів і фарфорових ізоляторів.
- Перевірка стану маслопоказчика. Чистка. Перевірка роботи.
- Заміна прокладок у місцях фланцевого з'єднання кришки розширювача з потрубком повітросушувача.
- Відновлення антикорозійного покриття. Фазіровка.
- Здача трансформатора в експлуатацію.

Необхідність виконання середнього ремонту визначається за даними високовольтних випробувань та випробувань оливи.

Слід відмітити, що для проведення середнього ремонту необхідно виконувати демонтаж вимірювальних трансформаторів напруги, що призводить до збільшення матеріальних, трудових затрат та простою обладнання в ремонті. Оскільки якість трансформаторів напруги українського виробництва не відповідає вимогам нормативних документів, а також

використання неякісних матеріалів при їх виготовленні приводить до збільшення кількості поточних та середніх ремонтів.

Оцінка аварійних режимів замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю має принципово важливе значення для підприємств та об'єктів щодо надійності електропостачання, електробезпеки та конструктивного виконання устаткування.

Процеси, які негативно впливають на роботу електрообладнання:

- феррорезонансні перенапруги;
- комутаційні перенапруги;
- перехідні процеси;
- зміщення нейтралі.

Причини, які викликають дані процеси:

- короткі замикання;
- дугові замикання на землю;
- неповнофазна комутація;
- комутація ненавантажених трансформаторів;
- обриви проводів.

Так для поступового приведення вузлів комерційного обліку до вимог Кодексу АТ «Прикарпаттяобленерго» заплановано виконати модернізацію вимірювального комплексу на ПС 35/10 кВ «Пасічна» приєднання ПЛ-35 кВ «Делятин» на рівні напруги 35 кВ.

Споживач НГВУ "Надвірнанафтогаз", приєднання ПЛ-35 кВ «Делятин». Дана лінія проходить в гірській місцевості, протяжність -12,8 кілометра, часті аварійні пошкодження в мережі призводять до перенапруг.

Слід відмітити, що в електричних мережах 35 кВ з ізольованою нейтраллю постійно проходять процеси які негативно впливають на роботу заземлених трансформаторів напруги. По цій причині середній термін експлуатації вимірювальних трансформаторів напруги часто становить не більше 3-5 років. Так за період 2017-2020 роки в мережах АТ «Прикарпаттяобленерго» на рівні напруги 35 кВ було пошкоджено 19 вимірювальних трансформаторів напруги (Таблиця 2.20).

Таблиця 2.20

№	Назва підстанції	Тип тр-ра	Дефект	Дата
1	35/10 кВ Шевченково	ЗНОМ-35	Фаза А, ізоляція 350 МОм	02.11.2018
2	35/10 кВ Джурів	ЗНОМ-35	Фаза С, ізоляція 150 МОм	06.09.2018
3	110/35/10 кВ Городенка	ЗНОМ-35	Фаза С, ізоляція 20 МОм	11.08.2020
4	110/35/10 кВ Богородчани	ЗНОМ-35	Фаза В, витік оливи	26.07.2017
5	35/10 кВ Шкірзавод	ЗНОМП-40	Фаза А, витік оливи	21.02.2017
6	35/10 кВ Пороги	ЗНОМП-35	Фаза В, витік оливи	15.08.2018
7	110/10 Ямна	НАМИ-35	Фаза В, витік оливи	17.01.2018
8	35/10 кВ Дзвиняч	ЗНОМ-35	Фаза С, виткове замикання	05.07.2018
9	110/35/10 кВ Богородчани	ЗНОМ-35	Фаза В, пошкодження, викид оливи	17.08.2017
10	110/35/6 кВ Калуш	НМОТ-40,5	Фаза С, пошкодження, викид оливи	23.05.2018
11	110/35/10 кВ Отинія	НАМИ-35	Фаза С, пошкодження, викид оливи	15.05.2021
12	110/35/10 кВ Городенка	ЗНОМ-35	Фаза С, пошкодження, викид оливи	07.08.2020
13	35/10 кВ Верховина	ЗНОМ-35	Фаза С, пошкодження	19.05.2021
14	35/10 кВ Яремче	НАМИ-35	Фаза С, пошкодження	12.04.2021
15	35/10 кВ Дзвиняч	ЗНОМ-35	Фаза С, пошкодження	26.07.2018
16	35/10 кВ Міжгір'я	ЗНОМ-35	Фаза С, пошкодження, викид оливи	04.04.2018
17	110/35/6 кВ Калуш	НМОТ-40,5	Фаза А, ізоляція 50 МОм	03.03.2020
18	110/35/6 кВ Калуш	НМОТ-40,5	Фаза С, пошкодження, викид оливи	24.07.2018
19	35/10 кВ Вигода	ЗНОМ-35	Фаза А, ізоляція 50 МОм	16.06.2020

Характерні пошкодження:

- порушення герметичності (витік оливи),
- зниження опору ізоляції,
- аварійні пошкодження від перенапруг.

Порушення герметичності корпусу вимірювальних трансформаторів напруги та зниження ізоляції нижче нормативного значення пов'язано з конструктивним виконанням, якістю матеріалів та технологією виготовлення. Як правило для ліквідації даних дефектів необхідно виконання середнього ремонту. Для проведення середнього ремонту необхідно виконувати демонтаж вимірювальних трансформаторів напруги, що призводить до знеструмлення обладнання, або необхідності мати аварійний запас.

Закінчення ремонту трансформатора напруги і введення його в експлуатацію після ремонту здійснюється за результатами високовольтних випробувань фарфорової ізоляції та трансформаторної оливи.

Проведемо аналіз затрат на обслуговування оливо наповнених трансформаторів напруги типу ЗНОМ-35 в процесі експлуатації. Поточний ремонт вимірювальних трансформаторів напруги проводиться один раз на 3 роки, а середній термін експлуатації становить 30 років. Необхідність виконання середнього ремонту визначається за даними високовольтних випробувань та випробувань оливи. Згідно даних за термін експлуатації необхідно виконувати 2 середні ремонти.

Для зменшення експлуатаційних витрат на технічне обслуговування та поточний ремонт масло наповнених вимірювальних трансформаторів напруги, підвищення надійності електропостачання прийнято рішення закупити вимірювальні трансформатори напруги з сухою ізоляцією (Таблиця 2.21).

Таблиця 2.21

№ з/п	Назва продукції	Одиниця виміру	Вартість одиниці продукції, тис. грн.	Всього	
				кількість	тис. грн.
1	2	3	4	5	6
2.2.9	(Вимірювальні трансформатори напруги типу VTO 38 кл. точн. 0,5)	шт.	34,67	3	104,00

На ринку України відсутні вітчизняні виробники вимірювальних трансформаторів напруги на рівні напруги 35 кВ з сухою ізоляцією. Тому для модернізації ВОЕ прийнято рішення закупити вимірювальні трансформатори напруги компанії с торговою назвою «КРВ INTRA». Компанія реалізує опорний трансформатор напруги типу VTO-38 (рис.5, аналог трансформатора напруги типу ЗНОМ-35), який призначений для захисту та вимірювання в розподільних пристроях зовнішньої установки .



Рис. 5

Метрологічні параметри трансформатора відповідають класу точності в діапазоні 25 – 100% номінального навантаження. Магнітопровід трансформаторів напруги VTO 38 виготовлений з орієнтованих трансформаторних стрічок в формі сердечника С-подібної форми. Вивід первинної обмотки виконаний з допомогою шпильки M10.

Всі активні частини трансформаторів VTO залиті епоксидною сумішшю, стійкою до впливу зовнішнього середовища (ультрафіолетове випромінювання, вологість). Ця суміш виконує як електроізоляційну так і механічну функції.

Технічні характеристики вимірювальних трансформаторів напруги (Таблиця 2.22)

Таблиця 2.22

№	Назва параметру	Величина
1	Напруга ізоляції, кВ	40,5
2	Випробувальна змінна напруга, кВ	95
3	Випробувальна імпульсна напруга, кВ	190
4	Номінальна первинна напруга, В	$35000/\sqrt{3}$
5	Номінальна вторинна напруга, В	$100/\sqrt{3}$
6	Клас точності вимірювання,	0,5
7	Номінальне навантаження, В*А	150
8	Номінальна частота, Гц	50
9	Маса, кг	49
10	Робоча температура, °С	-45 до +55

2.3 Впровадження обліку споживання електроенергії населенням (АСКОЕ)

Основним завданням АТ "Прикарпаттяобленерго" є зниження понаднормативних нетехнічних витрат в електромережах.

Основними причинами значних фактичних втрат електроенергії в електромережах Компанії є:

- фізична та моральна зношеність обладнання;
- крадіжки електроенергії споживачами;
- застосування електролічильників з закінченим терміном держпіврки;
- недосконалість схем обліку у багатоповерхових будинках;

Комплекс заходів із зниження нетехнічних витрат, перш за все, спрямований на забезпечення точності обліку електроенергії, унеможливлення крадіжок електроенергії. Враховуючи стратегічний напрямок розвитку електроенергетики в напрямку автоматизації обліку електроенергії, АТ "Прикарпаттяобленерго" спрямовує значні технічні та фінансові ресурси на розширення автоматизації обліку.

Проблема розкрадання електроенергії залишатиметься актуальною в умовах зростання вартості електроенергії, зниження платоспроможності споживачів та відсутності ефективної правової бази щодо фінансової відповідальності за розкрадання електроенергії. Для вирішення проблеми одночасно з технічними необхідно використовувати організаційні заходи.

Найбільш ефективним організаційним заходом із боротьби з розкраданням електроенергії має стати масове впровадження автоматизованих систем обліку електроенергії (АСОЕ), в які об'єднуюватимуть інтелектуальні прилади обліку з можливістю зберігання і передавання даних на основі технології Smart Metering. Такі системи дозволяють вирішувати відразу комплекс важливих завдань, включаючи віддалене зняття показань з приладів обліку, автоматичну фіксацію їх у певному проміжку часу, виявлення точок втрат, а також миттєве дистанційне обмеження в навантаженні або повне відключення від електроенергії неплатників.

«Розумні» (Smart) лічильники дозволяють зберігати дані про обсяги споживання в незалежній пам'яті і передавати їх по каналах зв'язку на віддалений сервер, розташований у центрі оброблення даних. Такі прилади обліку мають захист від фізичного втручання і сигналізують про будь-які спроби несанкціонованого втручання в їхню роботу. За рахунок широких функціональних можливостей інтелектуальні системи є ефективним інструментом для

підвищення платіжної культури споживачів і мають впроваджуватися паралельно із застосуванням комплексу технічних заходів для попередження та усунення фактів розкрадання електроенергії.

Система інтелектуального обліку має значну кількість переваг та дозволяє здійснювати наступні функції:

- дистанційне одержання від кожної точки виміру (вузла обліку) відомостей про відпущену або спожиту електроенергію;
- виявлення фактів несанкціонованого втручання в роботу приладів обліку або зміни схем підключення споживача;
- нарахування суми оплати на основі реальних показань без будь-якого переоцінювання і донарахування (апроксимація);
- аналіз технічного стану й відмов приладів обліку;
- розрахунки внутрішньоб'єктного балансу надходження й споживання енергоресурсів з метою виявлення технічних і комерційних втрат і впровадження заходів щодо ефективного енергозбереження;
- здійснення дистанційного відключення/підключення споживача при заборгованості за споживану електроенергію без використання комутаційного устаткування споживача;
- інтеграція з білінговими системами.

Враховуючи вимоги нової моделі ринку електроенергії, пріоритетним напрямком розвитку обліку електроенергії у 2021-2025 роках буде розширення автоматизації обліку електроенергії по окремим периметрам вимірювання зі складанням балансу споживання електричної енергії у ньому. Периметр вимірювання визначається в межах – джерело електропостачання 0,4 кВ із відхідними лініями – споживач з встановленням технічного та комерційного обліку відповідно. Черговість встановлення АСОЕ на периметрах визначається за результатами пофідерного аналізу (балансу) за умови перевищення небалансу нормативу ТВЕ в електромережах. Пофідерний облік впроваджується для аналізу витрат електроенергії та виявлення зон крадіжок електроенергії.

До складу комплексів входять:

- однофазні та трифазні електролічильники прямого і трансформаторного включення з можливістю передачі інформації та внутрішніми реле дистанційного управління (включення/відключення);
- трансформатори струму;
- контролер збору даних (маршрутизатор, шафа АСОЕ) для обміну даними із лічильниками по електромережі 0,4 кВ та їх передачі по каналам зв'язку до ТП;
- модем для обміну даними із лічильниками по електромереж 0,4 кВ та їх передачі по каналам зв'язку на сервер.

Впровадження системи дозволяє:

- забезпечити автоматизований облік електроенергії;
- автоматизувати управління постачанням;
- забезпечити дистанційний збір інформації;
- підготовку розрахункових даних для білінгової системи;
- застосовувати диференційований облік електроенергії;
- забезпечити моніторинг споживання та своєчасність оплати за спожиту електроенергію;
- складати актуальні баланси електроенергії;
- контролювати технічний стан обладнання;
- зменшити витрати на оплату праці контролерів.

У 2021 році інвестиційною програмою Товариства передбачена заміна електролічильників на багатофункціональні електролічильники з об'єднанням їх в АСОЕ. При цьому досвід експлуатації вищевказаних систем обумовлює вибір способу передачі даних по мережі 0,4 кВ для побутових споживачів (менше витрат робочого часу на налагодження та коштів на додаткове обладнання, потребує в якому складно розрахувати на стадії проектування).

Багатотарифні прилади обліку типу «Смарт», 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.

Всі лічильники типу «Смарт», які будуть впроваджені у рамках інвестиційної програми 2021 року обов'язково будуть забезпечені функцією дистанційного зчитування та будуть встановлюватись для зведення балансу розподіленої електроенергії у визначених цією пояснювальною запискою енерговузлах.

Дистанційно отримані дані про обсяги розподілу електричної енергії з встановлених SMART лічильників обов'язково будуть враховані у формуванні корисного відпуску.

Першочергове встановлення «Смарт» лічильників з функцією передачі даних розподіляється за наступними критеріями:

- впровадження автоматизації передачі даних обліку у населених пунктах з великою кількістю споживачів, найбільш «втратних» фідерах та тих, що підлягають реконструкції;
- впровадження автоматизації передачі даних обліку в місцях котеджної забудови з ускладненим доступом персоналу компанії до засобів обліку і віддалених з точки зору зняття показів населених пунктах;
- впровадження АСОЕ в мікрорайонах багатоповерхової забудови;
- організація при впровадженні системи технічного (балансуючого) обліку по тих фідерах, де він на сьогодні відсутній.

Вибір місць встановлення обладнання ПТК

На сьогоднішній день в філіях АТ «Прикарпаттяобленерго» наявні проблемні ділянки, по яких:

- проблематичне зняття показників у споживачів у зв'язку з тим, що прилади обліку знаходяться в квартирах та в будинках;
- проблематичне проведення вимкнення споживачів за заборгованість;
- втрати на цих ділянках є більшими від нормативних;
- трудоємність проведення параметризації приладів обліку споживачів;
- стан облікових мереж не відповідає вимогам ПУЕ.

Тому, АТ «Прикарпаттяобленерго» прийняло рішення про встановлення АСОЕ на проблемних ділянках для досягнення наступних результатів:

- максимальне виключення самостійного знімання показників споживачами;
 - забезпечення оперативності із збору даних;
 - оперативне виявлення втрат;
 - оперативне виявлення крадіжок;
 - безперервний контроль за роботою засобів обліку;
 - забезпечення оперативного розрахунку балансу;
 - використання тарифних заходів регулювання режиму постачання;
- приведення стану облікових мереж до вимог ПУЕ.

У 2021 році передбачено подальше розширення АСОЕ в Івано-Франківській області. Планується впровадити автоматизацію обліку в 28285 споживачів та встановити обладнання прийому-передачі даних на 326 трансформаторних підстанціях.

Відповідно до прийнятої у АТ «Прикарпаттяобленерго» Концепції розвитку автоматизованих систем обліку електричної енергії на 2020-2024 роки було проведено аналіз понаднормативних втрат по 4 філіях АТ та вибрано найбільш втратні фідера.

У таблиці нижче наведено дані щодо ділянок електромереж АТ на приєднаннях з високим рівнем втрат, де планується впровадити АСКОЕ.

Таблиця

Місце встановлення ПТК, фідер	Надходження в мережу,	Корисний відпуск,	ТВЕ		НТВЕ		Економія від зменшення ТВЕ, кВт*год
	кВт*год	кВт*год	кВт*год	%	кВт*год	%	
ЗБВК	2 282 928	1 783 360	499 568	21,88	204779	8,97	294789
Іванівка	2 333 112	1 919 096	414 016	17,75	213946	9,17	200970
Чорні Ослави	5 553 000	4 894 000	659 000	11,87	410922	7,4	248078
Заріччя	4 455 618	3 070 046	1 385 572	31,10	450017	10,1	935555
ТП-266	4 854 258	4 025 258	829 000	17,08	475717	9,8	353283

ТП-146-1	2 476 572	1 777 819	698 753	28,21	232798	9,4	465955
ТП-146-2	3 084 711	2 716 640	368 071	11,93	191869	6,22	176202
Воскресінці	4 516 607	4 023 331	493 276	10,92	293579	6,5	199697
Магєйці	3 411 329	3 052 147	359 182	10,53	133042	3,9	226140
Томашівці	1 508 840	1 186 067	322 773	21,39	138813	9,2	183960
Середнє	1 326 382	1 104 738	221 644	16,71	114069	8,6	107575
Хотїнь	2 685 089	2 306 673	378 416	14,09	238973	8,9	139443
ТП-158	4 184 804	3 228 815	955 989	22,84	564949	13,5	391040
ТП-222	1 358 822	1 284 222	74 600	5,49	55712	4,1	18888
Рожнятів	2 391 434	2 038 504	352 930	14,76	212838	8,9	140092
Краснє	3 965 296	3 125 441	839 855	21,18	384633	9,7	455222
Березїв	1 113 189	823 371	289 818	26,03	128017	11,5	161801
Брустори	2 508 781	1 932 284	576 497	22,98	263422	10,5	313075
В.Рожен	3 930 825	3 115 468	815 357	20,74	436322	11,1	379035
Гуцульщина	2 056 908	1 558 673	498 235	24,22	197463	9,6	300772
Кобаки	2 158 147	1 656 920	501 227	23,22	187759	8,7	313468
Космач	2 056 275	1 577 951	478 324	23,26	182597	8,88	295727
Рїчка	2 021 773	1 649 716	372 057	18,40	163764	8,1	208293
Сїдавка	948 559	758 412	190 147	20,05	109084	11,5	81063
Текуча	3 295 078	2 513 373	781 705	23,72	345983	10,5	435722
РП 1-2	3587412	2798412	789000	21,99357	448426	12,5	340573
Всього	70 478 337	57 122 325	13 356 012		6 331 066		7 365 518

Впровадження АСКОВ у 2021 році заплановано провести по 4 філіям АТ "Прикарпаттяобленерго", а саме на території Яремчанської міської ради, Надвірнянського району, території Коломийського району, Калуського району, Долинського району, Рожнятівського району, Косївського району.

Кількість обладнання необхідне для встановлення наведено у таблиці.

Таблиця

Філія	Дільниця	RTR	1ф	3ф прямого включ.	3ф трансф. включ.
Південна	- на території Яремчанської міської ради	55	2904	954	59
	- на території Надвірнянського району	22	2042	734	22
Коломийська	- на території Коломийського району	38	4959	839	84
Західна	- на території Калуського району	41	2870	598	44
	- на території Долинського району	24	2412	279	35
	- на території Рожнятівського району	37	2276	656	53
Карпатська	- на території Косївського району	116	6388	2054	117
Всього		333	23851	6114	414

Порівняння терміну окупності автоматизованих систем обліку.

- зниження комерційної складової ТВЕ Аналіз динаміки втрат на ділянках, де в попередні роки було встановлено ПТК з функцією PLC передачі даних, дозволяє спрогнозувати зниження ТВЕ до рівня нормативу після встановлення обладнання АСОВ. Таким чином очікуваний річний ефект від встановлення обладнання на вибраних ділянках становитиме 7 365,52 тис кВт*год. (11 366,3 тис.грн.);

оптимізація чисельності персоналу Встановлення автоматизованої системи дасть можливість вивільнити з штату 17 контролерів енергонагляду, що забезпечить щомісячне вивільнення ФОП на 204 тис. грн. (2448 тис.грн. в рік);

Розрахунок вартості обладнання.

Таблиця 2.11

№ з/п	Назва продукції	Одиниця виміру	Вартість одиниці продукції, тис. грн.	Всього	
				кількість	тис. грн.
Вартість обладнання ПТК					74 438,07
2.1.2	Побудова АСКОВЕ на ТП 10/0,4 кВ на базі багатофункціональних електролічильників з вбудованим PLC модемом (підрядним методом):	шт.	576,62	26,00	14 992,12
2.3.1	Прилади передачі даних з функцією PLC передачі даних	шт.	20,8	333	6926,4
2.3.2	Однофазні лічильники з функцією PLC передачі даних	шт.	1,38	23851	32914,38
2.3.3	Трифазні лічильники з функцією PLC передачі даних (прямого включення)	шт.	2,97	6114	18158,58
2.3.4	Трифазні лічильники з функцією PLC передачі даних (трансформаторного включення)	шт.	2,93	414	1213,02
2.3.5	Сервер HPE Proliant DL360 Gen10 8SFF (867959-B21/v28/3*300GB)	шт.	233,57	1	233,57

Таблиця

№	Оцінка ефективності	Вартість
1	Витрати на закупівлю обладнання	59445,95 тис.грн
2	Витрати на встановлення ПТК	14992,12 тис.грн.
3	Зменшення комерційних втрат електроенергії від встановлення лічильників з функцією PLC передачі даних за рік:	7365,52 тис.кВт·год.
4	Ефект від зниження ТВЕ $7365,52 \text{ тис. кВт·год.} \times 1,618 \text{ грн./кВт·год.} =$	11 917,4 тис.грн.
5	Ефект від оптимізації витрат компанії:	2448 тис.грн.
6	Термін окупності: $(59445,95+14992,12) / (11917,4+2448) =$	5,2 років

Робочий проект та кошторис на виконання робіт додаються.

2.3.5 Сервер HPE Proliant DL360 Gen10 8SFF (867959-B21/v28/3*300GB)

В інвестиційній програмі 2021 року передбачено закупівлю серверу, який буде використовуватись у складі АСОВЕ-побут АТ «Прикарпаттяобленерго» (далі АСОВЕ-НІК) для апаратури та лічильників «НІК-електроніка», за ціною 233,57 тис. грн.

На сьогоднішній день в компанії експлуатується робочий ПК в якості серверу з 2015 року, куди включено 596 точок обліку. Діючий сервер володіє мінімальними характеристиками 2 Гб оперативної пам'яті та 2 ядерний процесор.

У відповідності до інвестиційної програми 2020 відбулось розширення АСОВЕ-НІК на 2000 приладів обліку та 5 контролерів збору даних, а також передбачала повне оновлення програмних засобів серверу. Крім того, на 2021р. планується розширити на 9234 вузли обліку та 102 контролери збору даних. Після проведених оновлень АСОВЕ-НІК, завантаженість ресурсів серверу зростає до максимальної величини, навіть за відсутності збору даних із нових приладів обліку (98 % завантаженості процесора та 85 % завантаженості пам'яті).

Необхідно зазначити, що сервер АСОВЕ-НІК не тільки морально та фізично застарілі, а й не мають резервування, тобто у випадку виходу з ладу серверу АСОВЕ-НІК призведе до втрати працездатності всієї системи та неможливості:

- проведення розрахунків за електроенергією споживачів АТ;
- визначення корисного відпуску;
- проведення оперативного формування балансів на проблемних ділянках із понаднормативними втратами;

Переваги придбання нового серверу:

1. Забезпечення працездатності АСОЕ-НІК АТ «Прикарпаттяобленерго» для належного формування корисного відпуску.

2. Забезпечення вчасного надання послуг абонентам у частині переходу на диференційований тариф.

2.4 Придбання стендів повірки, зразкових лічильників, повірочних лабораторій, тощо

2.4.1 Універсальний калібратор INMEL 1000 та струмова котушка ЄПО8.2

Відповідно до пункту 1 статті 17 Закону України "Про метрологію та метрологічну діяльність" законодавчо регульовані засоби вимірювальної техніки, що перебувають в експлуатації, підлягають періодичній повірці та повірці після ремонту.

Перевірку щитових приладів на підстанціях АТ «Прикарпаттяобленерго», а також повірку та калібрування лабораторних приладів у структурних підрозділах АТ виконують спеціалісти метрологічної групи служби високовольтного обліку та метрології з представниками ДП «Івано-Франківський науково-виробничий центр стандартизації, метрології та сертифікації».

В метрологічній лабораторії АТ «Прикарпаттяобленерго» змонтовано стаціонарне робоче місце для повірки метрологічних параметрів приладів на базі установки У-1134. Дана установка призначена для повірки на частоті 50 Гц однофазних та трифазних лічильників активної та реактивної енергії класу 2,0 і нижче по еталонних вольтметрах і секундоміру; амперметрів, вольтметрів, варметрів та фазометрів класу 2,5 і нижче по еталонних приладах класу 0,5, а при використанні еталонних приладів класу 0,2 - приладів класу 1,0 і нижче.

Кут зсуву фаз між струмом та напругою регулюється от 0 до $\pm 120^\circ$. Плавність регулювання струму та напруги $\pm 0,1\%$ відносно їх номінальних значень.

Для живлення установки використовується трипровідна мережа змінного струму напругою 220 В або от чотирьохпровідна мережа змінного струму напругою 380 В частотою 50 Гц.

Конструктивно установка виконана в виді пульта-стола. В комплект установки входить електромашинний фазорегулятор типу ФР-51.

Габаритні розміри 1150x855x 1560 мм; маса без фазорегулятора не більше 200 кг.

Установки У-1134 морально та фізично застаріла. За час експлуатації, введена в 1971, неодноразово виконувався ремонт механічних перемикачів діапазону навантажень. Ресурс роботи даних перемикачів закінчився.

На підстанціях АТ «Прикарпаттяобленерго» встановлені вимірювальні прилади виготовлені в 1970-1990 роках. Оскільки на даний час відсутній ремонтний запас даних приладів, а також недоцільно його створювати, необхідно виконувати метрологічну повірку по місцю встановлення. Кількість встановлених приладів на підстанціях та у філіях АТ «Прикарпаттяобленерго» 6000 приладів. Для виконання повірки метрологічних параметрів приладів на підстанціях та у філіях АТ «Прикарпаттяобленерго» необхідна портативна установка джерел струму та напруги.

З представлених на ринку України систем, універсальний калібратор INMEL 1000 (Рис.4), по технічних та експлуатаційних характеристиках відповідає вимогам виконання повірки аналогових та цифрових вимірювальних приладів. Розміри та вага калібратора дозволять виконувати роботи безпосередньо на місцях встановлення приладів, а також у філіях АТ «Прикарпаттяобленерго».



Рис.4

Універсальний калібратор INMEL 1000 призначений для калібрування та повірки усіх типів стрілочних та електронних ЗВТ. Основне призначення калібрування стрілочних амперметрів, вольтметрів постійного та перемінного струму, промислових частотомірів та вимірювальних трансформаторів. Пристрій призначений для роботи в умовах приміщень щитів управління, в розподільних пристроях електростанцій та підстанцій. Характеристики універсального калібратора приведено в Таблиці 2.19

Таблиця 2.19

Технічні характеристики	
Діапазон напруги	0,2 В...1000 В
Діапазон струму	20 мА...20 А
Діапазон частоти	40 Гц...5000 Гц
Граничне навантаження	40 ВА
Похибка постійного струму та напруги	0,02 %
Похибка змінного струму та напруги	0,05 %
Загальні характеристики	
Час прогріву	30 хвилин
Живлення	230 В ±10 %, 115 В ±10 %, 50/60 Гц
Розміри, вага	364 x 147 x 413 мм, 17 кг
Споживана потужність	макс. 200 ВА

Габаритно-вагові характеристики, а також однофазне джерело живлення напругою 220 В, дозволяють використовувати дану випробувальну систему для виконання робіт по місцю встановлення вимірювальних приладів на підстанціях.

Джерелом струму та напруги можна управляти вручну та за допомогою програмного забезпечення з персонального компютера та моделювати необхідні режими вимірювання.

Робочий діапазон струму даного калібратора становить 20 мА...20 А, що не дозволяє виконувати калібрування струмовимірювальних кліщів та перетворювачів, датчиків струму з верхньою межею більше 20 А. Для розширення діапазону універсального калібратора INMEL 1000 необхідно використати спеціальний перетворювач струму.

Котушка **СПО8.2** спеціально розроблена як опція для калібраторів струму з діапазоном від 0 до 30 А, використовується для розширення діапазону калібрування перетворювачів струму і струмових кліщів на постійному та перемінному струмі до 1000 А (1500 А).

Загальні технічні характеристики котушки СПО8.2 приведено в Таблиці 2.20

Таблиця 2.20

Число витків	50	25
Діапазон струмів	Від 0,2 до 20А	Від 0,2 до 20А
Ефективний вихід	Від 10 до 1000А	Від 10 до 500А
Мінімальний внутрішній діаметр захвату струмових кліщів	25мм	15мм

Орієнтовна вартість універсального калібратора INMEL 1000” з струмовою катушкою ЄПО8.2 складає 283,0 тис.грн. без ПДВ.

Економічну ефективність від впровадження універсального калібратора INMEL 1000 та струмової котушки ЄПО8.2 визначимо як економію від затрат на ремонт установки У-1134. Морально та фізично застаріла, потребує заміни механічних перемикачів діапазону навантажень та електромашинного фазорегулятора типу ФР-51. Другою важливою складовою є затрати на зняття приладів з підстанцій, перевірка в стаціонарних умовах та встановлення приладів на підстанції. Згідно «Графіка перевірки щитових приладів на високовольних ПС АТ «Прикарпаттяобленерго» в середньому за рік метрологічна група служби високовольного обліку та метрології виконує перевірку 1032 щитових приладів. Сумарні затрати на ремонт та перевірку за рік становлять 92,08 тис.грн.

Економічна ефективність становить $283,0/92,08=3,07$ років.

2.4.2 Калібратор тестерів ізоляції M191

Повірку та ремонт лабораторних приладів у структурних підрозділах АТ «Прикарпаттяобленерго» виконують спеціалісти метрологічної групи служби високовольного обліку та метрології. Калібрування приладів АТ «Прикарпаттяобленерго» виконують спеціалісти ДП «Івано-Франківський науково-виробничий центр стандартизації, метрології та сертифікації».

Для виконання періодичної повірки, та повірки метрологічних параметрів мегомметрів після ремонту в лабораторії АТ «Прикарпаттяобленерго» використовується комплект обладнання.

№	Назва приладу	Тип приладу	Рік виготовлення
1	Міра імітатор	P 40116	1990
2	Магазин опорів	P 4002	1977
3	Магазин опорів	P4073	1976
4	Магазин опорів	P4080	1980
5	Кіловольтметр	C502	1980

Термін експлуатації даного обладнання згідно дати їх виготовлення та введення в експлуатацію становить більше 30 років. Це обладнання морально та фізично застаріло, потребує заміни.

Спеціалістами АТ «Прикарпаттяобленерго» проведено аналіз ринку вимірювального обладнання, представленого на ринку України, для калібрування мегомметрів, а також високовольних вимірювачів постійного струму з робочою напругою до 10 кВ.

За результатами аналізу технічним характеристикам та ціновим параметрам відповідає калібратор тестерів ізоляції M191 (Рис 5).



Рис.5

Калібратор M191 - вимірювальний прилад, призначений для калібрування приладів вимірювання опору ізоляції (мегаомметрів). Він також може бути використаний для калібрування будь-яких високоомних вимірювачів постійного струму з робочою напругою до 10 кВ.

Калібратор M191 розроблений на основі програмованого високоомного декадного магазину опорів, який комплектується додатковими електронними схемами, що дозволяють проводити калібрування не тільки діапазонів опору, але і калібрування випробувальної напруги пристрою, тестування струму короткого замикання, проводити перевірку функцій вимірювання діелектричних параметрів, таких як індекс поляризації (PI), коефіцієнт діелектричної абсорбції (DAR) і коефіцієнта поляризації (PR).

Калібратор дозволяє також проводити перевірку функції таймера тестованого пристрою.

Основна особливість калібратора - регульований високоомний декадний магазин опорів сумарним діапазоном від 10 кОм до 1 ТОм. Декадний магазин опорів розроблений для робочих напруг до 10 кВ. У цьому діапазоні основна похибка приладу знаходиться в межах від 0,1% до 5% в залежності від встановленого значення опору.

Управляти калібруванням можна вручну, використовуючи клавіатуру на передній панелі калібратора, або віддалено, за допомогою одного з двох типів інтерфейсів GPIB або RS-232. Калібратор може легко вписуватися в систему калібрування за допомогою програмного забезпечення CALIBER.

HVR Режим високоомного джерела

Основна функція калібратора - режим джерела високого опору. В цьому режимі будь-яке значення опору в діапазоні від 10 кОм до 1 Том, регульоване з 4-розрядним визначенням, може бути встановлено і підключено до вихідних клем приладу.

Максимально допустима робоча напруга постійного струму знаходиться в діапазоні від 50 В до 10 000 В залежно від встановленого значення опору. Зміна значення опору під випробувальною напругою допускається в обмеженому діапазоні напруг.

На дисплеї калібратора відображається наступна інформація:

- Задане значення опору, виражене в Ом.
- Максимально допустиме значення випробувальної напруги, яке можна застосувати до вихідних клем приладу.
- Прикладена випробувальна напруга. Це значення випробувальної напруги постійного струму тестованого джерела і підключеного до вихідних клем калібратора.
- Випробувальний струм. Калібратор вираховує та відображає на екрані значення випробувального струму.
- Похибка. Калібратор відображає на екрані похибку обраної точки опору, виражену в %.

Режим HVC (Високовольтна ємність)

Функція високовольтної ємності (HVC) калібратора дозволяє підключати вихідні клеми одного з трьох високовольтних конденсаторів, вбудованих в калібратор. Ця функція надає інструментарій для калібрування тих контрольно-вимірювальної і тестерів вимірювання опору ізоляції, які також можуть вимірювати ємнісний опір. Калібратор оснащений 3 конденсаторами з номінальними значеннями 10 нФ, 50 нФ, 100 нФ. Максимальна випробувальна напруга становить 5000 В постійного струму.

Коли дисплей приладу знаходиться в режимі HVC, він відображає наступну інформацію:

- Значення вимірюваної величини обраного конденсатора, що використовується для калібрування.
- V_{max} . Максимально допустиму випробувальну постійну напругу.
- Випробувальна напруга. Випробувальна напруга, яка подається до вихідних клем.
- Похибка встановленого ємнісного опору, виражена в %.

Режим SHORT (режим струму короткого замикання), дисплей калібратора відображає наступну інформацію:

- Режим SHORT призначений для активації перевірки можливості виникнення струму короткого замикання в тестованих пристроях.

- Мегомметр. Калібратор M191 вимірює випробувальний постійний струм тестованого пристрою (UUT) в умовах струму короткого замикання.

- Міліамперметр калібратора M191 має один 5 мА діапазон з п'ятизначним дозволом в цьому режимі.

- Номінальний вхідний опір становить 2,5 кОм.

- Вимірюваний струм короткого замикання, виражений в мА.

- Похибка вимірюваного значення, виражена в %.

Функція TIMER (функція таймера)

Функція TIMER дозволяє перевіряти характеристики таймерів тестерів перевірки параметрів електробезпеки та контрольно-вимірювальної.

Калібратор M191 може виміряти часовий інтервал в разі, якщо випробувальна напруга присутня на вихідних клеммах калібратора від прилада який тестуємо. Під час вимірювання калібратор автоматично переходить через послідовність станів: OFF, STANDBY, RUNNING, OFF. При активній функції «Таймер» калібратор автоматично підключається до вихідних клем зі значенням опору 100 МОм. Значення не може бути змінено.

На дисплеї калібратора відображаються такі елементи (режим Standby (режим очікування)):

- Вимірюваний час в секундах.

- Максимальна постійна випробувальна напруга, виміряна калібратором за період калібрування Таймера.

- Випробувальна напруга. Поточна випробувальна напруга, на вихідних клеммах в процесі калібрування.

- Похибка вимірюваного часового інтервалу.

DPP & PSP (Діелектричні параметри і параметри ізоляції)

Функції DPP & PSP прозволяють безпосередньо проводити калібрування вимірювачів опору ізоляції, які мають функцією DAR (коефіцієнт діелектричної абсорбції), PI (індекс поляризації) або PR (коефіцієнт поляризації). Робота функції заснована на перемиканні різних значень опору до вихідних клем в зумовленої тимчасової послідовності.

У DPP режимі можуть бути введені наступні параметри:

- Вибраний параметр DAR / PR / PI.

- Основний рівень опору задається параметром R0. Параметр задається в діапазоні від 10 МОм до 100 ГОм.

- Коефіцієнт DAR / PR / PI в діапазоні значень від 0,5 до 99,9.

Функція DPP - попередньо запрограмований режим з тимчасовою послідовністю DAR / PR / PI параметрів. PSP режим - програмований режим. Опори, підключені до вихідних клем, можуть бути встановлені в діапазоні від 10 МОм до 100 ГОм і можуть бути переключені в програмованому інтервалі часу до 9 999 с.

У PSP режимі будь-які значення опору можуть бути встановлені і підключені до вихідних клем в заздалегідь певні інтервали часу.

Технічні характеристики

Похибка включає довготермінову стабільність, температурний коефіцієнт, лінійність, навантаження і нестабільність вихідної напруги в мережі та єдність вимірювань заводських налаштувань і національних стандартів калібрування. Зазначена похибка дійсна після однієї години прогріву в діапазоні температур 23 ± 2 °C.

Певна похибка – річна похибка.

Функція HVR (Високоомний програмований декадний магазин опорів)

Діапазон повного опору (імпеданс): від 10,00 кОм до 1000,0 ГОм

Похибка режиму заземлення (G):

Діапазон опору, Ом	Похибка в G режимі*%	Максимальна випробувальна пост. напруга, В	Похибка випробувальної напруги
10,00 к – 99,99 к	0,2	50	0,5 % + 10 В
100,0 к – 999,9 к	0,1	250	0,5 % + 10 В
1,000 М – 9,999 М	0,1	1 000	0,5 % + 10 В
10,00 М – 99,99 М	0,1	5 000	0,5 % + 10 В

100,0 М –499,9 М	0,1	10 000	0,5% + 10 В
500,0 М –999,9 М	0,2	10 000	0,5 % + 10 В
1,000 Г –9,999 Г	0,5	10 000	0,5 % + 10 В
10,00 Г –19,99 Г	0,5	10 000	0,5 % + 10 В
20,00 Г –99,99 Г	1	10 000	0,5 % + 10 В
100,0 Г –299,9 Г	2	10 000	0,5 % + 10 В
299,9 Г –1000,0 Г	5	10 000	Не визначено*

Функція SHORT для перевірки випробувального струму короткого замикання

Діапазон струму:	0,000 –5,000 мА
Вхідний опір:	250
Похибка випробувального струму короткого замикання:	0,2% + 5 мкА

TIMER function, verification of Timer feature

Діапазон таймера:	От 1 с до 9 999 с
Похибка таймера:	$(0,3+0,0001 * t)$, где t –фактична тривалість
Граничне значення напруги:	< 100 В постійного струму
Максимальне значення випробувального струму:	10 000 В постійного струму + 5 % інтервала значень
Вихідний опір:	100 МОм
Індикація випробувальної напруги:	0 до 10 000 В
Похибка випробувальної напруги:	0,5 % + 10 В
Функція фіксації максимального випробувального напруги:	до 11 кВ постійного струму

DRP функція DRP, Диэлектрические параметры и параметры поляризации

Діапазон опору:	10,00 МОм до 100,00 ГОм
Максимально допустима випробувальна напруга:	3 000 В постійного струму
Максимальне значення періоду:	9 999 с
Наперед задані параметри:	Індекс поляризації (PI) Коефіцієнт діелектричної абсорбції (DAR) Коефіцієнт поляризації (PR)

HVC функція, високовольтна сміть

Діапазон значень ємності:	Фіксовані значення 10 нФ, 50 нФ, 100 нФ
Допустиме відхилення:	± 10%
Похибка значення, використовуваного для калібрування:	0,3%
Максимальне значення випробувальної напруги:	5 000 В постійного струму + 5% інтервалу значень
Індикація випробувальної напруги:	Від 0 до 5 000 В постійного струму
Похибка випробувальної напруги:	50 В постійного струму - 0,5% + 10 В

Загальні характеристики

Час прогріву	15 хвилин
Робоча температура:	23 ± 10 °С, Відносна вологість < 70%
Нормальна температура:	23 ± 2 °С,
Габаритні розміри:	450 (Ш) x 430 (Д) x 150 (В) мм

Вага нетто:	12 кг
Напруга:	110/115/120/125 - 220/230 В - 50/60 Гц
Споживана потужність:	40 ВА

По технічних характеристиках даний калібратор замінить комплект магазинів та кіловольтметр, а функціонально дає можливість тестувати струми короткого замикання в мегаомметрах, перевіряти коефіцієнт діелектричної абсорбції та тестування таймерів. Вмонтований високовольтний вольтметр дозволяє вимірювати значення випробувальної напруги. А також важливим показником є габаритно-вагові характеристики приладу, що дозволить виконувати калібрування мегаомметрів по місцю експлуатації, у філіях АТ «Прикарпаттяобленерго».

Орієнтовна вартість обладнання складає 279,0 тис.грн. без ПДВ.

Відповідно економічний ефект визначимо як економію від метрологічної перевірки приладів, які замінить Калібратор тестерів ізоляції М191, та затрат на доставку приладів на калібрування із філій АТ «Прикарпаттяобленерго» в Івано-Франківський центр стандартизації, метрології та сертифікації.

№	Назва приладу	Тип приладу	Вартість перевірки, грн
1	Міра імітатор	P 40116	2 145,00
2	Магазин опорів	P 4002	1 235,52
3	Магазин опорів	P4073	291,6
4	Магазин опорів	P4080	1 235,52
5	Кіловольтметр	C502	205,92

Сумарні річні затрати на перевірку еталонних приладів та транспортування приладів із філій становить 106,9 тис.грн.

Економічна ефективність становить $279,0/106,9=2,06$ роки.

2.4.3 Джерело струму та напруги МТ500 або аналог

Відповідно до пункту 1 статті 17 Закону України "Про метрологію та метрологічну діяльність" законодавчо регульовані засоби вимірювальної техніки, що перебувають в експлуатації, підлягають періодичній повірці та повірці після ремонту.

АТ «Прикарпаттяобленерго», як постачальник послуг комерційного обліку, надає послуги комерційного обліку на ринку електричної енергії відповідно до вимог Закону України "Про ринок електричної енергії" та "Кодексу комерційного обліку".

Так станом на 01.08.2019р. на обслуговуванні служби високовольтного обліку та метрології в електроустановках АТ «Прикарпаттяобленерго» встановлено 227 точок комерційного обліку, а в електроустановках споживачів – 287 точок комерційного обліку. На даних комерційних точках високовольтного обліку встановлені дороговартісні багатофункціональні лічильники електричної енергії, відповідно у споживачів відсутній підмінний фонд. Процес метрологічної перевірки даних засобів вимірювальної техніки (ЗВТ) в лабораторіях потребує затрат на зняття даних ЗВТ, встановлення на час перевірки лічильників електричної енергії із фондів АТ «Прикарпаттяобленерго». Дана заміна створює додаткові затрати, оскільки потрібно вносити зміни в базу автоматизованої системи комерційного обліку. Після виконання періодичної перевірки ЗВТ необхідно повторно виконати комплекс робіт із заміни, перевірки, пломбування та внесення змін в автоматизовану систему комерційного обліку.

Дані трудовозатрати можна зменшити, якщо надавати споживачам послуги з періодичної перевірки ЗВТ по місцю їх встановлення. Слід врахувати, що при виконанні перевірки лічильників електричної енергії по місцю їх встановлення часто виникає проблема відсутності достатнього навантаження.

Для виконання поставлених завдань із зняття метрологічних характеристик та перевірки електронних лічильників по місцю їх встановлення, в електроустановках АТ «Прикарпаттяобленерго» та споживачів, необхідно придбати портативне джерело струму та напруги.

В електроустановках АТ «Прикарпаттяобленерго» для виконання перевірок схем підключення лічильників електричної енергії та технічних перевірок вузлів обліку електричної енергії службою високовольтного обліку та метрології використовуються портативні трифазні еталонні багатофункціональні прилади компанії ZERA модифікації MT310 класу точності 0.1.

Прилади серії MT310 призначені для вимірювання електричних величин при калібруванні та повірці, як однофазних, так і трифазних лічильників електричної енергії, а також амперметрів, вольтметрів, вимірювальних перетворювачів активної та реактивної потужності та інших електровимірювальних приладів.

Відповідно при розгляді портативних переносних джерел струму та напруги до розгляду було взято прилади компанії ZERA, оскільки вони програмно сумісні із портативними трифазними еталонними багатофункціональними приладами MT310.

Так із ряду портативних джерел струму та напруги MT400, MT500 та MT551 розглянемо прилад MT500, який за технічними характеристиками відповідає поставленим вимогам. Дане джерело виконане на базі новітніх технологій, який дозволяє вирішити цю проблему, штучно створюючи необхідні режими навантаження. Прилад MT500 — це електронне трифазне джерело струму та напруги, в основу якого закладено передові технології виробки випробувальної напруги та струму для повірки лічильників.

Потужні цифрові підсилювачі у поєднанні із зручною навігацією по меню створюють максимальну гнучкість для комплексного моделювання рівнів навантаження на лічильниках електричної енергії по місцю експлуатації.

Джерело живлення MT500 поміщене в міцний алюмінієвий корпус та обладнані рідко-кристалічним дисплеєм 6,4" і вмонтованими функціональними клавішами на лицевой стороні.

Технические характеристики прибора MT500

Загальні:

Блок живлення 85 ... 265 V, 47 ... 63 Hz

Споживана потужність ~ 210 VA

Діапазон температур, експлуатація -10° ... + 50° C

Діапазон температур, зберігання -15° ... + 65° C

Розміри (ДхШхВ) 330 x 330 x 230 mm

Вага ~ 12 kg

Безпека:

Клас захисту IP в відповідності з DIN EN 60529 IP40

Декларація про відповідність CE

Клас захисту в відповідності з DIN EN 61140 I

Категорія перенапруги для вимірювання напруги CAT I 300 V

Категорія перенапруги для вимірювання струму CAT I 300 V

Джерело

Мін. макс. напруга 20 V ... 300 V~

Діапазони напруги 75 V, 150 V, 300 V

Макс. потужність вихідної напруги 15 VA

Спотворення напруги < 0.5 %

Дискретність задаваного напруги 5 Digits

Точність напруги < 0.2 %

Стабільність напруги < 0.02 %

Мін. макс. струм 4 mA ... 12 A~

Діапазони струму 12 A, 6 A, 3 A, 1.2 A, 0.6 A, 0.3 A, 0.12 A, 0.06 A, 0.03 A

Струм для макс. напруги в діапазоні 1.3 V (12 A) - 2,7 V (6 A) - 5 V (3 A) – 6 V (1,2 A .. 30 mA)

Потужність макс. струму виходу 15 VA

Спотворення струму < 0.5 %

Точність струму < 0.2 %

Стабільність струму < 0.02 %

Долгосрочная стабильность тока < 0.02 %

Залежність струму від навантаження < 0.02 %
Діапазон частот 45 ... 65 Hz
Точність частоти 0.01 Hz
Точність встановлення частоти 0.01 Hz
Діапазон встановлення кута зсуву 0.00 ... 359.99°
Дискретність встановлення кута зсуву 0.01°
Точність кута зсуву < 0.1°
Стабільність кута зсуву < 0.01 °

Використання портативного переносного джерела струму та напруги компанії ZERA, дозволяє створювати необхідні режими навантаження, при повірці лічильників електричної енергії по місцю їх встановлення або в лабораторних умовах. Наявність рідкокристалічного дисплея дає можливість бачити всі текстові значення. Джерелом струму та напруги можна управляти як за допомогою персонального компютера так і з портативного еталонного лічильника.

Орієнтовна вартість складає 516 тис. грн. без ПДВ.

2.4.4 Випробувальна система Реле Тестер-05

Відповідно до пункту 1 статті 17 Закону України "Про метрологію та метрологічну діяльність" законодавчо регульовані засоби вимірювальної техніки, що перебувають в експлуатації, підлягають періодичній повірці та повірці після ремонту.

Перевірку щитових приладів на підстанціях АТ «Прикарпаттяобленерго», а також повірку та калібрування лабораторних приладів у структурних підрозділах АТ виконують спеціалісти метрологічної групи служби високовольтного обліку та метрології з представниками ДП «Івано-Франківський науково-виробничий центр стандартизації, метрології та сертифікації».

В метрологічній лабораторії АТ «Прикарпаттяобленерго» змонтовано стаціонарне робоче місце для повірки метрологічних параметрів приладів на базі установки У-1134. Дана установка призначена для повірки на частоті 50 Гц однофазних та трифазних лічильників активної та реактивної енергії класу 2,0 і нижче по еталонних вольтметрах і секундоміру; амперметрів, вольтметрів, варметрів та фазометрів класу 2,5 і нижче по еталонних приладах класу 0,5, а при використанні еталонних приладів класу 0,2 - приладів класу 1,0 і нижче.

Кут зсуву фаз між струмом та напругою регулюється от 0 до $\pm 120^\circ$. Плавність регулювання струму та напруги $\pm 0,1$ % відносно їх номінальних значень.

Для живлення установки використовується трипровідна мережа змінного струму напругою 220 В або от чотирьохпровідна мережа змінного струму напругою 380 В частотою 50 Гц.

Конструктивно установка виконана в виді пульта-стола. В комплект установки входить електромашинний фазорегулятор типу ФР-51.

Габаритні розміри 1150x855x 1560 мм; маса без фазорегулятора не більше 200 кг.

Установки У-1134 морально та фізично застаріла. За час експлуатації, введена в 1971, неодноразово виконувався ремонт механічних перемикачів діапазону навантажень. Ресурс роботи даних перемикачів закінчився.

На підстанціях АТ «Прикарпаттяобленерго» встановлені вимірювальні прилади виготовлені в 1970-1990 роках. Оскільки на даний час відсутній ремонтний запас даних приладів, а також недоцільно його створювати, необхідно виконувати метрологічну повірку по місцю встановлення. Для виконання повірки метрологічних параметрів приладів на підстанціях та у філіях АТ «Прикарпаттяобленерго» необхідна портативна трифазна установка джерел струму та напруги.

З представлених на ринку України систем, які по технічних характеристиках відповідають вимогам для метрологічної повірки вимірювальних приладів вибрано випробувальну систему «РеТест-05».

Реле Тестер-05 – випробувальна система “РеТест-05” призначена для перевірки та налажки пристроїв захисту та автоматики. Система дозволяє як в ручному, так і автоматичному режимах виконувати перевірку пристроїв захисту та автоматики. Пристрій призначений для роботи в умовах приміщень щитів управління, в розподільних пристроях електростанцій та підстанцій.

ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ

№ п/п	Назва параметрів приладу	Значення параметрів
1	Джерела струму: - трифазного (АС) - однофазного (АС) - постійного (DC)	3 x 35 А, 3 x 550 ВА 3 x 35 А, 3 x 550 ВА або 1 x 105 А, 1650 ВА 3 x 35 А, 3 x 550 Вт або 1 x 105 А, 1650 Вт
2	Мінімальний крок регулювання струму (АС, DC)	1 мА
3	Джерела напруги: - трифазної (АС) - однофазної(АС) - постійної (DC)	3 x (0...300) В, 225 ВА 1 x (0...600) В, 450 ВА 3 x (0... ± 300) В, 225 Вт або 1 x (0...±600) В, 450 Вт
4	Максимальний струм (АС, DC)	0,7 А
5	Мінімальний крок регулювання напруги (АС, DC)	10 мВ
6	Діапазон частот/полоса пропускання	1 Гц ... 1000 Гц ± 0,001 Гц / 0 ...3100 Гц
7	Діапазон фазного кута	0 ... 359,99 ел. град. ± 0,01 ел. град.
8	Джерело оперативного струму Діапазон вихідної напруги (DC)	1 x (15..255) В ±1 В 150 Вт
9	<u>Таймери</u> Кількість Діапазон установки	8 0,0001 ...100 000 с і більше, мінімальний крок зміни 100 мкс
10	Синхронізація з живленням приладу	довільний фазовий зсув по всіх каналах напруги та струму мінімальна уставка ±0,01 ел. град.
11	Дискретні входи Кількість / управління входом	8 / автомат = «сухий контакт», ± 220 В
12	Аналогові потенціальні входи	3
13	Діапазон вхідних сигналів	512 В
14	Регістратор параметрів вхідних сигналів	U, F, період, зміщення фази
15	Аналогові струмові входи	3
16	Діапазон вхідних сигналів	300 А
17	Регістратор параметрів вхідних сигналів	F, період, зміщення фази
18	В комплекті перетворювач струму	АРРА-30Т (метрологія)
19	Дискретні виходи Кількість	8 (релейний контакт) АС 300 В/6 А и DC 300 В/1 А

	Напруга/струм комутації	
20	Зв'язок з ПК	протокол зв'язку: Ethernet, USB
21	Живлення приладу однофазне	198 В ... 242 В, 48 Гц ... 62 Гц, не більше 3000 ВА
22	Габаритні розміри	(471 x 162 x 390) мм
23	Маса приладу	15,8 кг

Габаритно-вагові характеристики, а також однофазне джерело живлення напругою 220 В, дозволяють використовувати дану випробувальну систему для виконання робіт по місцю встановлення вимірювальних приладів, датчиків телеметричних вимірювань на підстанціях.

Джерелом струму та напруги можна управляти за допомогою програмного забезпечення з персонального компютера та моделювати необхідні режими вимірювання.

Орієнтовна вартість складає **580,00 тис.грн.без ПДВ.**

2.5 Інше обладнання, в рамках впровадження заходів зі зниження нетехнічних витрат електричної енергії

2.5.1 Трансформатор струму 10кВ ТОЛУ-10-1,2-Г1-0,5S/10P 300/5

2.5.2 Вимірювальні трансформатори струму ТОЛУ-10-2.3-Г2-0,5S/10P/10P -1500/5

В інвестиційній програмі АТ «Прикарпаттяобленерго» на 2021 рік передбачено закупівлю 27 вимірювальних трансформаторів струму номінальною напругою 10(6) кВ на загальну суму 249,08 тис. грн.

Резюме

Найбільш важливими з точки зору точності обліку електроенергії точками розрахунку за відпущену і отриману електроенергію є високовольтні приєднання 6-10 кВ, де на межі балансової приналежності споживача і електропередавальної організації встановлені вимірювальні комплекси комерційного обліку електроенергії.

АТ «Прикарпаттяобленерго» з 2005 року спільно з Державним підприємством «Івано-Франківський науково-виробничий центр стандартизації, метрології та сертифікації» проводить метрологічні перевірки високовольтних трансформаторів струму (ТС) на відповідність вимогам щодо класу точності по місцю встановлення. Згідно термінів періодичної перевірки виконуються вимірювання струмових та кутових похибок вимірювальних трансформаторів струму на всіх ВОЕ (фідерах), що знаходяться на балансі АТ «Прикарпаттяобленерго» (221 шт.), а також на ВОЕ, які знаходяться в електроустановках споживачів. За результатами метрологічної перевірки виконано заміну всіх вимірювальних трансформаторів струму, метрологічні похибки яких перевищують допустимі межі.

Поряд з цим, з 2006 року фахівцями компанії виводяться з експлуатації вимірювальні трансформатори струму, які мають відкриту магнітну систему типу ТПЛ-10, ТПЛМ-10 та ТВЛМ-10 та трансформатори струму типу ТПФМ-10 термін експлуатації яких закінчився. Для реалізації цього завдання АТ з 2009 року закуповує вимірювальні трансформатори струму в литій ізоляції типу ТПЛУ-10 компанія «Біонтоп» з покращеними метрологічними (клас точності - 0,5S) параметрами. Інформація про стан вимірювальних трансформаторів струму на вузлах комерційного обліку станом на 01.06.2021 року приведена в Таблиці 2.6

Таблиця 2.6

Загальна кількість, шт	Виконано заміну, шт	Необхідно замінити, шт	Необхідно встановити фаза В, шт
551	351	129	57

Так для приведення вимірювальних комплексів комерційного обліку у відповідність вимогам ККО необхідно виконати заміну вимірювальних трансформаторів струму кл. точності 0,5 (встановлено по 2 трансформатори), а також встановити 57 вимірювальних

трансформаторів струму кл. точності 0,5S в фазу В. Для завершення модернізації вимірювальних комплексів комерційного обліку необхідно закупити 186 вимірювальних трансформаторів струму кл. точності 0,5S.

Вимірювальні трансформатори струму можуть з'єднуватися за схемою неповної зірки (два трансформатори) або повної зірки (три трансформатори). Схема неповної зірки застосовується, як заведено, в мережах з ізолюваною нейтральною точкою, тобто в мережах 6...10 кВ; схема повної зірки – у мережах із уземленою чи компенсованою нейтраллю, а також в мережах з ізолюваною нейтральною точкою, якщо є необхідність у вимірах струму в усіх фазах або це пов'язано з умовами роботи релейного захисту.

Слід відмітити, що на високовольтних приєднаннях (фідерах) 6-10 кВ, в тому числі на вузлах комерційного обліку, які введені в експлуатацію до 2015 року, встановлено по 2 вимірювальні трансформатори струму. Підключення триелементних лічильників виконано по схемі Арона. На точність обліку електроенергії впливає несиметрія напруг в мережі та нерівномірне навантаження по фазах. При зменшенні навантаження збільшується несиметрія, як струмова так і кутова, що призводить до зростання метрологічної похибки в порівнянні з триелементною чотирьохпровідною схемою підключення лічильника електричної енергії.

Слід відмітити, що в умовах роботи ринку електричної енергії поряд з комерційним обліком електричної енергії важливе значення набуває облік електричної енергії поступлення на шини 10(6) кВ підстанцій 110/35/10(6) кВ. Важливим фактором, що впливає на точність обліку електричної енергії завантаженість вимірювальних трансформаторів струму. Так на підстанціях 110/35/10(6) кВ, 36/10(6) кВ на приєднаннях Т-1-10(6) кВ, Т-2-10(6) кВ встановлено 2 обмоткові вимірювальні трансформатори струму. Практично роботи по модернізації вимірювальних комплексів на технічних приєднаннях Т-1-10 кВ, Т-2-10 кВ тільки в початковій стадії, тому детальна інформація про стан та плани заміни буде надана за результатами отриманими після заміни вимірювальних трансформаторів на приєднаннях запланованих в 2021 році.

На практиці це означає, що роботи вимірювальних трансформаторів струму в межах нормованої метрологічної похибки необхідно суворо контролювати дотримання правил їх технічної експлуатації, а найперше потужність їх вторинного навантаження. Адрже відомо, що клас точності трансформаторів залежить від їх навантаження. Якщо цей параметр не контролювати, і він вийде за межі допустимих норм, то похибки цілком справних ТС також вийдуть за допустимі межі внаслідок порушення правил їх експлуатації.

Відомо, що потужність вторинного навантаження вимірювальних трансформаторів складається з потужності вимірювального приладу плюс потужність, що споживається з'єднувальними провідниками. Слід зазначити, що згідно з вимогами нормативних документів, навантаження вторинних кіл трансформаторів струму повинно становити 25–100 % від номінального, тільки тоді вони будуть працювати в своєму класі точності. Причому похибки зростатимуть, якщо навантаження вийде за межі цього інтервалу.

На практиці одна обмотка трансформаторів струму використовується для схеми диференційного захисту трансформатора. В другій вимірювальній обмотці змонтовано кола струмового захисту, кола телеметричних вимірювань та кола обліку.

Факторів, які впливають на неконтрольовану зміну навантаження трансформаторів, може бути багато. Найперше – це повсюдна практика приєднання до обмоток вимірювальних трансформаторів неконтрольованої кількості пристроїв релейного захисту і автоматики, приладів телеметрії тощо. Це приводить до істотного збільшення потужності навантаження вторинних кіл. До збільшення потужності навантаження приводить також неконтрольоване збільшення довжини вимірювальних ліній.

Відповідно завантаженість вторинних кіл вимірювальних трансформаторів струму на приєднаннях Т-1-10(6) кВ, Т-2-10(6) кВ (Таблиця 2.7) перевищує допустиме нормоване значення в кілька разів. Нормоване значення завантаженості вторинних кіл вимірювальної обмотки трансформаторів струму напругою 10 кВ становить 10 В*А.

Таблиця 2.7

№	Назва підстанції	Назва приєднання	Завантаженість вторинних кіл, В*А	
			Фаза А	Фаза С
1	Вовчинець 110/10 кВ	Т-1-10 кВ	45,3	44,8
2	Вовчинець 110/10 кВ	Т-2-10 кВ	46,1	45,3
3	Радіозавод 110/10 кВ	Т-1-10 кВ	21,27	21,74
4	Радіозавод 110/10 кВ	Т-2-10 кВ	35,0	37,5
5	Автолившаш 110/10/10 кВ	Т-1-1-10 кВ	24,2	25,7
6	Автолившаш 110/10/10 кВ	Т-1-2-10 кВ	23,8	22,9
7	Автолившаш 110/10/10 кВ	Т-2-1-10 кВ	31,6	32,4
8	Автолившаш 110/10/10 кВ	Т-2-2-10 кВ	42,5	39,3
9	Ринь 110/10 кВ	Т-1-10 кВ	32,7	33,4
10	Ринь 110/10 кВ	Т-2-10 кВ	29,4	27,8
11	Снятин 110/35/10 кВ	Т-1-10 кВ	58,3	53,4
12	Снятин 110/35/10 кВ	Т-2-10 кВ	40,4	48,3
13	П'ядики 35/10 кВ	Т-1-10 кВ	61,4	54,1
14	П'ядики 35/10 кВ	Т-2-10 кВ	69,5	48,0
15	Лисець 35/10 кВ	Т-1-10 кВ	18,3	17,8
16	Лисець 35/10 кВ	Т-2-10 кВ	24,5	24,7

У результаті виходить, що вузол обліку електричної енергії працює з нормованим класом точності тільки в ідеальному випадку, а в реальних умовах експлуатації похибки приладів багаторазово виходять за стандартні величини. Для приведення роботи вимірювальних комплексів обліку електричної енергії в межах нормованого класу точності на приєднаннях Т-1-10(6) кВ, Т-2-10(6) кВ є розділення вторинних кіл релейного захисту, телеметрії та кіл обліку електричної енергії.

Для реалізації цього завдання необхідно для кіл обліку виділити окрему обмотку, встановити вимірювальні трансформатори струму з 3 вторинними обмотками. А також для приведення вузла обліку до вимог «Правил улаштування електроустановок», облік електроенергії трифазного струму потрібно виконувати трифазними триелементними лічильниками, тому при заміні на приєднаннях 6-10 кВ необхідно встановлювати 3 трансформатори струму. Так протягом 2019-2020 років виконано модернізацію вимірювальних комплексів на вводах підстанції Таблиця 2.8

Таблиця 2.8

№	Назва підстанції	Назва приєднання
1	Зв'язок 35/10 кВ	Т-1-10 кВ
2	Верховина 35/10 кВ	Т-1-10 кВ
3	Верховина 35/10 кВ	Т-2-10 кВ
4	Виноград 35/10 кВ	Т-1-10 кВ
5	Болехів 110/10 кВ	Т-2-10 кВ
6	Космач 35/10 кВ	Т-1-10 кВ
7	Стриганці 35/10 кВ	Т-1-10 кВ
8	Стриганці 35/10 кВ	Т-2-10 кВ

З огляду на потребу заміни ТС, які експлуатуються і не відповідають метрологічним характеристикам вимірювальних комплексів типу 2, на підстанціях АТ в 2021 році необхідно виконати заміну вимірювальних трансформаторів згідно Таблиці 2.9.

Таблиця 2.9

№	Назва підстанції	Назва приєднання
1	Обертин 35/10 кВ	Ввід Т-1-6 кВ
2	Букачівці 35/10 кВ	Ввід Т-1-10 кВ
3	Букачівці 35/10 кВ	Ввід Т-2-10 кВ
4	110/10 кВ "Ринь"	Ввід Т-1 10 кВ

5	110/10 кВ "Ринь"	Ввід Т-2 10 кВ
6	110/35/10 кВ "Тлумач"	Ввід Т-1 10 кВ
7	110/35/10 кВ "Тлумач"	Ввід Т-2 10 кВ
8	110/35/10 кВ "Косів"	Ввід Т-1 10 кВ
9	110/10 кВ "Вовчинець"	Ввід Т-1 10 кВ

Таблиця 2.8

№ з/п	Назва продукції	Одиниця виміру	Вартість одиниці продукції, тис. грн.	Всього	
				Кількість	тис. грн.
1	2	3	4	5	6
2.5.1	Трансформатор струму 10кВ ТОЛУ-10-1,2-Г1-0,5S/10P 300/5	шт.	8,5	9	76,5
2.5.2	Вимірювальні трансформатори струму ТОЛУ-10-2.3-Г2-0,5S/10P/10P -1500/5	шт.	9,59	18	172,58

Вибір типів ТС:

Розподіл трансформаторів струму по типах буде виконано пропорційно у відповідності до виявленого браку (ТПЛ, ТОЛ ... та ін.) та плану модернізації вимірювальних комплексів комерційного обліку типу 2 Таблиця 2.7 АТ «Прикарпаттяобленерго» планує по мірі виявлення бракованих трансформаторів струму закуповувати саме такі типи ТС, встановлення яких не буде потребувати додаткових витрат на реконструкції силової частини комірок, саме типу ТПЛУ-10, ТОЛУ-10 з покращеними метрологічними (клас точності - 0,5S) параметрами, виробництва ПП «Біонтоп».

Перевагами даних вимірювальних трансформаторів є конструктивне виконання. Вимірювальна вторинна обмотка трансформатора струму виконана на сердечнику з нанокристалічного сплаву. Це дозволяє отримати більший лінійний динамічний діапазон характеристик по струму та куту. При цьому забезпечується стабільність характеристик на протязі всього терміну служби вимірювального трансформатора і стійкість магнітопровода до намагнічування (від однополюсних імпульсних струмів КЗ). Крім цього забезпечується коефіцієнт безпеки приладів не більше 3, що значно зменшує аварійні перевантаження. За час експлуатації продукції компанії «Біонтоп» в АТ «Прикарпаттяобленерго» не було зауважень щодо якості вимірювальних трансформаторів струму, а також наданої документації.

На ринку України, рівень напруги 10 кВ, представлені вітчизняні виробники вимірювальних трансформаторів струму:

- ТОВ «Еліз», типи: ТОЛ-Э-12, ТПЛ-Э-12, ТПОЛ-Э-12;
- ТЗОВ «НВО УкрЕнерго», типи: ТОЛ-УЭ-12, ТПЛ-УЭ-12, ТПОЛ-УЭ-12;
- ПП «Біонтоп», типи: ТОЛУ-10, ТПЛУ-10, ТПОЛУ-10,

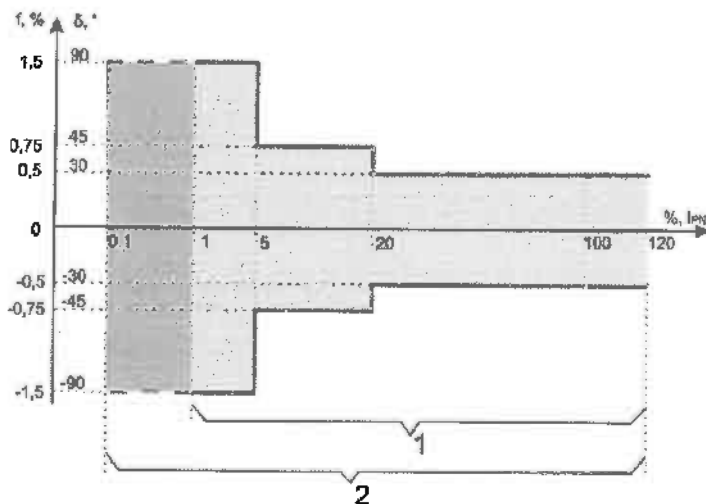
Конструктивно дані вимірювальні трансформатори струму дозволяють виконати заміну вимірювальних трансформаторів струму типу: ТПЛ-10, ТПЛМ-10, ТПЛ-10, ТПОЛ-10.

При виборі виробника вимірювальних трансформаторів струму необхідно звернути увагу на проблему обліку електроенергії. Так в енергетиці існує проблема обліку електроенергії на об'єктах, де присутнє нерівномірне споживання (генерація) електроенергії. Наприклад, на сонячних електростанціях, підприємствах житлово-комунальної сфери (в тому числі обладаних електроопаленням), виробничих підприємствах з сезонним чи однозмінним режимом роботи, добові коливання де пікова віддача потужності в мережу в денний час і власне споживання в нічний, відрізняються більш ніж в 1000 разів.

Суть проблеми полягає в тому, що відповідно до чинних в світі стандартів метрологічні характеристики вимірювальних трансформаторів струму регламентуються в діапазоні сили струму від 1% до 120% від номінальної. Тобто відношення максимальної сили струму до мінімальної дорівнює 120 разів, тоді як для об'єктів зазначених вище, таке співвідношення має бути 1000 і більше.

Слід зазначити, що при силі струму менше 1% від номінальної, похибка трансформаторів струму не регламентується і найчастіше негативна, а значення похибки може коливатися в дуже широких межах. Отже, енергорозподільні компанії несуть прямі втрати.

ПП «Біонтоп» пропонує рішення даної проблеми шляхом використання трансформаторів струму з розширеним діапазоном вимірюваної сили струму. Так підприємством розроблені і освоєні у виробництві трансформатори струму типів ТОЛУ, ТПЛУ і ТПОЛУ з класами точності 0,5S+, похибка яких регламентується в діапазоні від 0,1% до 120% номінальної сили струму (співвідношення 1200 разів!). Для порівняння, на малюнку нижче, показані метрологічні характеристики трансформаторів струму класу точності 0,5S і 0,5S+.



- 1 - Діапазон сили первинного струму, в якому регламентується струмова і кутова похибка трансформаторів струму класу точності 0,5S відповідно до ДСТУ ІЕС 60044-1 ($I_{max} / I_{min} = 120$)
- 2 - Діапазон сили первинного струму, в якому регламентується струмова і кутова похибка трансформаторів струму класу точності 0,5S+ ($I_{max} / I_{min} = 1200$)

ТС класу точності 0,5S+ дозволяють замінити трансформатори струму з коефіцієнтом трансформації, що перемикається, за допомогою яких сьогодні вирішується піднята проблема, а отже можливо скоротити проектну вартість комірки обліку електроенергії. Більш того, використання трансформаторів струму класу точності 0,5S+ сприяє зменшенню експлуатаційних витрат, так як відпадає необхідність в регулярному перемиканні коефіцієнта трансформації трансформаторів струму, особливо при добових коливаннях споживання.

Трансформатори струму з розширеним діапазоном вимірюваної сили струму, відповідно до вимог "Технічного регламенту законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки" пройшли оцінку відповідності в ДП "Укрметртестстандарт" і внесені до Держреєстру України.

АТ «Прикарпаттяобленерго» проводить аналіз роботи вимірювальних комплексів з трансформаторами струму класу точності 0,5S ПП «Біонтоп» завантаженість яких становить менше 1%. Вимірювальна вторинна обмотка трансформатора виконана на осерді з нанокристалічного сплаву. Це забезпечує отримання великого лінійного динамічного діапазону характеристик обмотки по струму і куту. При цьому, забезпечується довготривала стабільність характеристик протягом всього терміну служби трансформатора і стійкість магнітопроводу до намагнічування (від однополярних імпульсних струмів КЗ). Результати аналізу та вимірювань засвідчують, що значення струмової похибки стабільне в діапазоні завантаженості менше 1%, а негативне значення не перевищує 1,5%.

- 2.5.3 Лічильник 1ф. MTX 1G10.DH.2L2-DOG4
- 2.5.4 Лічильники 3ф. MTX 3G30.DK.4L1-DOG4
- 2.5.5 Лічильники 3ф. MTX 3G20.DD.3M1-DOG4
- 2.5.6 Лічильники 1ф. NIK 2104 AP2T 1802 MC.11
- 2.5.7 Лічильники 3ф. NIK 2303 ARP6T 1802 MC.11
- 2.5.8 Лічильники 3ф. NIK 2303 ARTT 1800 MC21
- 2.5.9 Лічильники 1ф. GAMA 100 G1B.164
- 2.5.10 Лічильники 3ф. Landis Gir ZMG310CR
- 2.5.11 Лічильники 3ф. ISKRA MT174-D1A42R56-L21-M3K03Z
- 2.5.12 Лічильники 3ф. ACE 6000 (5-100A)

Станом на 01.01.2021р. на балансі АТ «Прикарпаттяобленерго» у побутових споживачів встановлено 152000шт. однофазних та трифазних електронних багатотарифних та багатофункціональних лічильників електричної енергії, що становить 25% від всіх вузлів обліку. З них у системі АСОЕ знаходиться - 101000 шт.

У системі АСОЕ побут на 01.01.2021р. дистанційно не передають дані 13451 шт. однофазних та трифазних електронних багатотарифних лічильників електричної енергії. Крім того, протягом року служба обслуговування споживачів проводить передчасну заміну - 912 шт. багатотарифних електролічильників у побутових споживачів та 21 шт. багатофункціональних електролічильників у споживачів з альтернативними джерелами енергії. Невчасна заміна дефектних приладів обліку унеможливило дистанційне зчитування реальних показників, достовірне формування корисного відпуску, дистанційно надавати послугу з переходу на тарифи диференційованого за періодами часу.

Для підтримки АСОЕ у побутових споживачів в робочому стані та вчасному усуненні дефектів потрібно виконувати заміну лічильників, які вийшли з ладу та в яких закінчився термін держпівірки, на ідентичні, оскільки інші типи лічильників не підтримуються даною системою.

Також згідно вимог Правил роздрібного ринку, Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність» відповідальність за своєчасність проведення періодичної повірки, обслуговування і ремонт (у тому числі демонтаж, транспортування та монтаж) засобів виміральної техніки за спожиту електричну енергію, покладається на суб'єктів господарювання, що надають ці послуги.

Станом на 01.01.2021р. в АТ «Прикарпаттяобленерго» експлуатується не в системі АСОЕ 51000 шт. однофазних та трифазних електронних багатотарифних лічильників електричної енергії., з них під планову періодичну повірку у 2021 році потрапляє 1832.

У зв'язку з виходом з ладу лічильників і їх відбракуванням, їх кількість у обмінному фонді АТ невідповідно зменшується і тому їх потрібно поповнювати.

Для проведення своєчасного проведення заміни у побутових споживачів необхідно закупити багатотарифні та багатофункціональні прилади обліку.

Слід зазначити, що вказані прилади обліку будуть забезпечені індикаторами дії магнітного поля, які дозволять вчасно виявити споживачів, які безобліково використовують електричну енергію.

В зв'язку з цим є необхідність створення обмінного фонду лічильників, які зможуть і працювати в системі АСОЕ побут. Крім того, слід зазначити, що прилади обліку, які придбаваються за рахунок інвестиційної програми 2021 року (розділ 2), будуть використані для побудови АСОЕ на напрузі 0,4 кВ на втратних фідерах компанії, і ні в якому разі не будуть використані для проведення планової заміни та усунення дефектів.

Витрати на придбання електролічильників складуть 668,28 тис. грн. (без ПДВ). Необхідно придбати лічильників у кількості – 219 шт.

2.5.13 Маршрутизатор RTR8S.LU-2-1

2.5.14 Маршрутизатор DC2S.2-1

2.5.15 Маршрутизатор MTX RT 6L1E4/G3

2.5.16 Маршрутизатор MTX RT 6L3E4/3G3

Станом на 01.01.2021р. в АСОЕ експлуатується 757 маршрутизаторів, які вимагають технічного обслуговування (в т.ч. ремонт на Заводі-виробнику в умовах сервісного центру). Ремонт у сервісному центрі Виробника щомісячно вимагають 3-4 несправні маршрутизатори. На період ремонту необхідно сформувати обмінний фонд маршрутизаторів з метою забезпечення безперервної роботи АСОЕ.

Окремо зазначаємо, що поряд із цим в роботу вводяться розвантажувальні ТП, які також слід автоматизувати окремо, щоб забезпечити дистанційний облік для надання послуг комерційного обліку (близько 15 ТП у рік). Станом на 01.01.2021р. в АТ є неавтоматизованими 12 розвантажувальних ТП.

№ п/п	Філія	№ ТП	Система
1	АТ Західна	348	MATRIX AMM
2	АТ Західна	353	MATRIX AMM
3	АТ Західна	485	SMART IMS (FSK)
4	АТ Коломийська	248	MATRIX AMM
5	АТ Коломийська	635	MATRIX AMM
6	АТ Карпатська	611	SMART IMS (FSK)
7	АТ Карпатська	179	MATRIX AMM
8	АТ Карпатська	55	MATRIX AMM
9	АТ Карпатська	9	MATRIX AMM
10	АТ Центральна	522	SMART IMS (FSK)
11	АТ Центральна	468	MATRIX AMM
12	АТ Центральна	595	MATRIX AMM

Кількість вузлів обліку, які переключені на розвантажувальні ТП протягом останніх двох років, рівна 1340 абонентів. Крім того, споживачі при цьому втрачають можливість використовувати послугу обліку електричної енергії за диференційованим тарифом, яка діяла до моменту переключення.

Також, є випадки, коли на двохтрансформаторних ТП неможливо провести фазування між Т-1 та Т-2. У такому випадку доводиться на ТП встановлювати два маршрутизатора (на кожен ввід 0,4 кВ окремо). Наразі виявлено 10 ТП по філії Центральна, 4 ТП по філії Коломийська та 5 ТП по філії Західна, які вимагають встановлення додаткового маршрутизатора.

№ п/п	Філія	№ ТП	Система
1	АТ Центральна	141	MATRIX AMM
2	АТ Центральна	285	MATRIX AMM
3	АТ Центральна	185	MATRIX AMM
4	АТ Центральна	288	MATRIX AMM
5	АТ Центральна	289	MATRIX AMM
6	АТ Центральна	329	MATRIX AMM
7	АТ Центральна	384	MATRIX AMM
8	АТ Центральна	495	MATRIX AMM
9	АТ Центральна	500	MATRIX AMM
10	АТ Центральна	261	SMART IMS (PRIME)
11	АТ Коломийська	115	MATRIX AMM
12	АТ Коломийська	119	MATRIX AMM
13	АТ Коломийська	31	SMART IMS (FSK)
14	АТ Коломийська	140	SMART IMS (FSK)
15	АТ Західна	231	SMART IMS (FSK)

16	АТ Західна	401	SMART IMS (FSK)
17	АТ Західна	405	SMART IMS (FSK)
18	АТ Західна	229	MATRIX AMM
19	АТ Західна	335	MATRIX AMM

Кількість вузлів обліку, які не вичитуються по причині відсутності маршрутизатора на другому вводі 0,4 кВ становить 5750 абонентів.

Враховуючи вищевказане ОСР у разі відсутності дистанційного зчитування повинен знімати показники електролічильників використовуючи людський ресурс.

Витрати на придбання приладів – прийому передачі даних складуть 915,2 тис. грн. (без ПДВ). Необхідно придбати в кількості – 44 шт.

Розрахунок економічної ефективності.

Для своєчасного зняття показів по об'єктах де передбачена автоматизація обліку але не відбувається з причин наведених вище, ОСР протягом року витрачає людський ресурс рівний 6 шт.од. (контролери). Витрати компанії на 6 шт.од. становить - 720 тис. грн. в рік. Відповідно економічний ефект становитиме: $915,2/720,00 = 1,3$ роки.

2.5.17 Трансформатори струму ТШ-0,66 150/5

2.5.18 Трансформатори струму ТШ-0,66 200/5

2.5.19 Трансформатори струму ТШ-0,66 600/5

2.5.20 Трансформатори струму ТШ-0,66 800/5

2.5.21 Трансформатори струму ТШ-0,66 1000/5

Станом на 01.01.2021р. на балансі АТ "Прикарпаттяобленерго" у АСОЕ введено 1255 технічних обліків, які увімкнені через трансформатори струму. У випадку виявлення несправностей та завершення термінів державної повірки трансформаторів струму вони підлягають заміні. Міжповірочний інтервал трансформаторів струму становить 16 років. Для того, щоб проводити подібні заміни слід сформувати обмінний фонд трансформаторів струму. Крім того, філії роблять заявки на забезпечення трансформаторами струму для проведення замін в побутовому секторі, де було змонтовано обліки через трансформатори струму. Витрати на придбання трансформаторів струму складуть 88,52 тис. грн. без ПДВ

Виходячи з вищевикладеного придбання трансформаторів струму та електрощитків вважаємо технічно необхідним.

2.5.22 Індикатор працездатності схем обліку 13935838.000003-01 КЕ (6,5кВт, Ктт)

Прилад індикатор працездатності схем обліку (6,5 кВт) призначений для перевірки працездатності схем обліку електричної енергії напругою до 0,4 кВ.

Він забезпечує:

- перевірку правильності підключення і роботи електролічильника прямого і трансформаторного включення;

- вимірювання коефіцієнта трансформації трансформаторів струму безпосередньо на електроустановці без порушення кіл обліку.

Індикатор працездатності схем обліку здебільшого використовується працівниками АТ для проведення технічної перевірки точок комерційного обліку електроенергії споживачів, облік яких здійснюється трифазними лічильниками прямого включення, а також, які обладнані вимірювальними трансформаторами струму (до 600 А).

Характеристики:

№ п/п	Назва параметру	Величина параметру
1	Маса індикатора з сумкою (кг), не більше	13,5

2	Потужність споживання (кВт) не більше	7,0
3	Робоча напруга частоти 50 Гц,(В)	220±20
4	Максимальний струм в ланцюгу навантаження	35
5	Габаритні розміри (мм), не більше (ДхШхВ)	150/460/360
6	Час роботи, (хв), не більше	30

2.5.23 Індикатор працездатності схем обліку 000004-01РЭ (1,4 кВт)

Даний прилад призначений для перевірки працездатності схем обліку електричної енергії напругою до 0,4 кВ. Він забезпечує перевірку правильності підключення і роботи електролічильника прямого включення. Індикатор працездатності схем обліку здебільшого використовується працівниками АТ для проведення технічної перевірки точок комерційного обліку електроенергії споживачів, облік яких здійснюється однофазними і трифазними лічильниками прямого включення. На сьогодні по АТ налічується 18,9 тис. ТКО не побутових споживачів та 475 тис. ТКО побутових споживачів, облік яких забезпечують однофазні електролічильники.

За допомогою індикатора працездатності схем обліку визначається похибка електролічильника, яка дозволяє мінімізувати складову комерційних втрат. Орієнтована вартість 6500грн. без ПДВ. Необхідно придбати в кількості – 11шт.

2.5.24 Магнітометри (NOVOTEST МФ-1)

Прилад магнітометр NOVOTEST МФ-1 призначений для вимірювання постійної складової магнітного поля.

Магнітометр застосовується персоналом АТ для визначення (підтвердження) рівня залишкової намагніченості і контролю рівня магнітних полів засобів обліку.

Магнітометр використовується працівниками АТ для підтвердження факту використання споживачами пристроїв та пристосувань для безоблікового споживання електроенергії, а саме впливу неодимового магніту на роботу засобів обліку.

Одиниці вимірювання магнітної індукції	Гаусс, Тесла, Ампер/метр
Діапазон вимірюваних величин, Гаусс (Гс)	±100 або ±1000
Основна похибка вимірювання, Гс	±(0,002H)
Габаритні розміри, мм	120x60x25
Робочий діапазон температур, °С	від -5 до +40
Живлення	2 елементи живлення типу ААА
Час безперервної роботи, год, не менше	10
Маса електронного блока з батареєю, не більше, кг	0,2

РОЗДІЛ 3.

«Впровадження та розвиток АСДТК»

3.1 Придбання та впровадження засобів диспетчерсько-технологічного керування замість морально і фізично зношених та для розширення наявних

АТ «Прикарпаттяобленерго» нараховується 131 підстанція напругою 35-110 кВ, з них станом на 01.07.2020 р. повністю телемеханізовано 128 (97,7 %) енергооб'єкти:

- ПС 110 кВ – 40 шт;

- ПС 35 кВ – 88 шт.

Згідно ПП 2021 до кінця 2021 року буде телемеханізовано 1 ПС 35/10 кВ Хутрова фабрика Лисецька СЕЕМ та 7 РП Івано-Франківська СЕЕМ.

3.1.1 Телемеханізація ПС (3.1.1.1 - 3.1.1.9)

Стан телемеханізації ПС 110/35/10 кВ АТ «Прикарпаттяобленерго» показаний в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1

№	ОДГ	% виконання на сьогодні	к-сть ПС 110/35 кв. (всього)	2004-2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1	Ів-Франківська СЕЕМ	100	9	9	-			-						
2	Яремчанська СЕЕМ	83,3	6	5	-			-						
3	Лисецька СЕЕМ	100	12	11	-			-						1
4	Надвірнянська СЕЕМ	90	10	9	-			-						
5	Долинська СЕЕМ	100	7	7	-			-						
6	Косівський СЕЕМ	100	7	7	-			-						
7	Калуська СЕЕМ	100	13	13	-			-						
8	Городенка СЕЕМ	100	5	1	4			-						
9	Снятинська СЕЕМ	100	9	3	6			-						
10	Рогатинська СЕЕМ	100	8	0	2	2	2	-	2					
11	Богородчанська СЕЕМ	100	5	1	-	4		-						
12	Коломийський МСЕЕМ	100	8	0	-		8	-						
13	Коломийська СЕЕМ	100	10	1	-			-				5	4	
14	Галицька СЕЕМ	100	7	0	-			-			7			
15	Рожнятівська СЕЕМ	83,3	6	0	-			-	3	2				
16	Верховинська СЕЕМ	100	3	0	-			-		3				
17	Тлумацька СЕЕМ	100	7	0	-			-		5	2			

Кількість ПС 110/35 кВ (всього)	Телемеханізовано з 2004 по 2020р.	План телемеханізувати у 2021р.	Залишилось телемеханізувати у 2022р.
131	128 (97,7 %)	1	2

Згідно «Концесії розвитку телемеханізації ПС 110/35/10 кВ та встановлення Автоматизованих систем диспетчерського технологічного управління (АСДУ) у філіях АТ "Прикарпаттяобленерго" на 2021 рік передбачено провести наступні роботи по телемеханізації ПС:

- ПС 35/10 кВ - 1 шт.
- РП 10/0,4 кВ - 7 шт.

СЕМ	Об'єкт	к-сть, шт	Ціна, тис. грн.	загальна к-сть сигналів	ТС	ТУ	ТВ	ТВІ
Лисецька СЕМ	ПС 35/10 Хутрова фабрика	1	952,32	84	33	12	7	32
Івано-Франківська СЕМ	РП 4	1	848,71	63	11	11	9	32
	РП 6	1	840,40	54	8	8	6	32
	РП 8	1	879,66	54	8	8	6	32
	РП 2	1	900,03	69	13	13	11	32
	РП 10	1	892,50	66	12	12	10	32
	РП 3	1	961,26	93	21	21	19	32
	РП 7	1	898,81	68	14	14	8	32

Розробка проектної документації по телемеханізації ПС

Об'єкт	Загальна к-сть сигналів	ТС	ТУ	ТВ	ТВІ	Копіторисна вартість, грн. без ПДВ
РП 1 Івано-Франківська СЕМ	75	15	15	13	32	62 330,36
РП 5 Івано-Франківська СЕМ	45	5	5	3	32	41 998,53
РП 6 Івано-Франківська СЕМ	54	8	8	6	32	49 652,27
РП 7 Івано-Франківська СЕМ	68	14	14	8	32	57 420,00
РП 4 Івано-Франківська СЕМ	63	11	11	9	32	49 000,00
РП 3 Івано-Франківська СЕМ	93	21	21	19	32	55 000,00
РП 12 Івано-Франківська СЕМ	84	18	18	16	32	49 000,00
РП 19 Івано-Франківська СЕМ	63	11	11	9	32	45 500,00
РП 13 Івано-Франківська СЕМ	69	13	13	11	32	46 500,00
РП 14 Івано-Франківська СЕМ	60	10	10	8	32	42 300,00

Для вдосконалення основних функцій системи управління аварійними і плановими відключеннями компанією в 1 кварталі 2021 року, за рахунок коштів операційного бюджету, планується розробка концептуального проекту по впровадженню ПЗ OMS. В рамках цього проекту має бути проведено аналіз існуючих в компанії програмних продуктів, можливість інтеграції баз даних для цієї системи, а також буде побудована модель роботи різних структурних підрозділів компанії, які приймають участь у цьому процесі. Крім того, в рамках цього проекту, буде проведено моніторинг ринку програмних продуктів, та визначено найбільш прийнятні, які б дозволили в найкоротші терміни запровадити ПЗ OMS в компанії. Результатом концептуального проекту буде технічне завдання (ТЗ) на створення проекту по впровадженню ПЗ OMS (Outage Management System) та відповідно включення в ІП 2022-2023 років.

Інформація щодо плану впровадження основних функцій системи управління аварійними і плановими відключеннями (OMS) у АТ “Прикарпаттяобленерго”

Роки впровадження	Заходи впровадження	Орієнтовна вартість впровадження, тис. грн.	Назва бюджету
2021	Розробка концептуального проекту по впровадженню ПЗ	250	Операційний
2022	Початковий етап впровадження модуля OMS	25000	Інвестпрограма
2023	Завершальний етап впровадження модуля OMS	24000	Інвестпрограма

Інформація щодо наявності основних функцій системи управління аварійними і плановими відключеннями у АТ “Прикарпаттяобленерго” станом на 29.10.2020

№ з.п	Функція системи	Наявність (так/ні)	Інформація про засоби та існуючі програмні комплекси, що виконують у компанії на сьогодні зазначену функцію*
1	Прогнозування можливих аварійних випадків	ні	
2	Визначення місця аварійної ділянки електричної мережі та місця розташування запобіжника, АПВ або вимикача, які відключилися або пошкоджені.	ні	У наявності тільки ІДК «Регіна» на вузлових ПС 110 кВ.
3	Пріоритезація дій по відновленню і управлінню ресурсами на основі таких критеріїв, як розташування аварійних об'єктів, масштаб відключень і тривалість відключень.	ні	
4	Розрахунок показників надійності системи розподілу (SAIDI, SAIFI).	ні	Є тільки форми НЕРК-11 в форматі EXL
5	Джерела інформації для розрахунку показників надійності системи розподілу:		
	АСДУ (SCADA) SYNDIS	так	Протягом 2017-2020 років впроваджено 100 % 17 СЕЕМ та 80 % ЦДС АТ “Прикарпаттяобленерго”
	Колцентр	так	ЕЛЕКТРОН
	АСКОЕ	так	АСКОЕ
	диспетчер	так	SAP R3, АСТОР, Заявки ЗЕС, Електрон
	інші	ні	
6	Надання керівництву ОСР, ЗМІ та Регулятору інформації про масштаби відключень і кількості відключених клієнтів, а також показників надійності системи розподілу (SAIDI, SAIFI).	так	Відображається на сайті компанії
7	Здійснення оцінки часу відновлення електропостачання.	ні	
8	Забезпечення управління аварійними бригадами.	ні	

9	Розрахунок кількості аварійних бригад, необхідних для відновлення електропостачання.	ні	
---	--	----	--

Короткий опис можливостей існуючих в компанії програмних продуктів, які можуть бути джерелами інформації для розрахунку показників надійності системи.

ПЗ SCADA «SYNDIS»:

- впроваджено у 17 ДП ОДГ та ЦДС;
- основні протоколи для збору даних з ПС: IEC 60870-5-101/104 (основний та резервний);
- обмін інформацією з системою вищого рівня: ЗЕС НЕК Укренерго (2 канали, протокол - IEC 60870-5-104);
- інтеграція в систему існуючих диспетчерських щитів: принцип відображення стану комутуючих апаратів – темний щит; контролери - МТК-20.КЩТС-8.

SCADA: Система реалізує контроль, виконує вимірювання і керує обладнанням в реальному часі за допомогою дистанційних або локальних диспетчерських центрів. Реалізує архівування і обслуговування журналів подій. SCADA система SYNDIS співпрацює з контролерами приєднання, концентраторами даних і іншими, довільними приладами телемеханіки. Забезпечує візуалізацію і контроль вторинних обмоток і систем автоматики, захисту, реєстраторів завод на станціях довільного типу. Ці прилади можуть обслуговуватись в різних протоколах напр. PN-EN 60870-5-10x, PN-EN 61850, DNP 3.0 та інших

Основні функції SCADA Системи SYNDIS:

- постійний та безаварійний контроль мереж АТ «Прикарпаттяобленерго»;
- дистанційне керування комутаційними апаратами;
- інформування про стан та зміни стану комутаційного апарату;
- інформування про навантаження на елементах мережі, а також інформування про перевантаження елементів мережі;
- інформування про відхилення напруг від нормативних значень;
- формування електронного журналу перемикань;
- вибір відображення фазних або лінійних напруг, а також фазних або середніх навантажень на окремих елементах;
- можливість формування різних типів звітів;
- алгоритм визначення вимкненої ділянки мережі;
- можливість використання «ручного» вводу телевимірів та стану комутаційних апаратів;
- використання основних та резервних каналів зв'язку;
- відображення необхідної інформації на моніторах та диспетчерських щитах;
- періодичне створення резервних копій.

ПЗ «Електрон» призначений для:

- прийому та реєстрації всіх звернень споживачів;
- оперативного обміну інформацією між диспетчерами кол-центру та підрозділами обленерго;
- оперативного доступу диспетчерів кол-центру до інформації щодо планових/аварійних робіт ліцензіатів з відключенням споживачів, персональних даних споживачів з прив'язкою до місця приєднання до мережі;
- прийому інформації щодо показань приладів обліку.

ПЗ «АСТОР» – автоматизована система технічного обслуговування і ремонтів призначена для:

- графічного відображення мереж АТ “Прикарпаттяобленерго” з внесенням технічних характеристик та географічних координат;
- планування та паспортизація ремонтів;
- фіксації дефектів на електрообладнанні;
- оцінки технічного стану електрообладнання;
- реєстрації протоколів випробування;
- реєстрації технологічних порушень;

- звітності та аналізу мереж.

АСКОЕ - автоматизована система комерційного обліку електроенергії

Станом на сьогодні до складу АСКОЕ включено 102370 приладів обліку, з них у побутовому секторі – 97425 приладів обліку, в юридичному секторі – 4945 приладів обліку.

У АТ "Прикарпаттяобленерго" встановлено і експлуатуються наступні автоматизовані системи:

SMART IMS 3 - 15618 лічильників.

Комплекс Smart-IMS - це автоматизований комплекс обліку електроенергії і керування споживанням, орієнтований на індивідуальну роботу з кінцевими одно- і трифазними побутовими і промисловими споживачами.

SMART IMS - 41500 лічильника.

Передача даних (технологія PLC) по низьковольтним силовим кабелям від лічильника до ТП, по GSM-каналі від ТП до сервера, на базі електrolічильників виробництва компанії «Телекомунікаційні технології» та «ADD Енергія».

Система Raconet – 470 лічильників.

Raconet - динамічна, бездротова мережа (радіоканал) для автоматичного зчитування показників та керуванням споживанням на базі електrolічильників виробництва компанії ЕМН.

Система NovaSys - 2676 лічильника.

Передача даних (технологія PLC) по низьковольтним силовим кабелям від лічильника до ТП, по GSM-каналі від ТП до сервера, на базі електrolічильників виробництва компанії «НІК-Електроніка».

Система Matrix АММ- 42106 лічильників.

Передача даних (технологія PLC) по низьковольтним силовим кабелям від лічильника до ТП, по GSM-каналі від ТП до сервера, на базі електrolічильників виробництва компанії «Телекомунікаційні технології».

Дані системи дозволяють вирішувати комплекс важливих завдань:

- дистанційного одержання від кожної точки виміру (вузла обліку) відомостей про відпущену або спожиту електроенергію;
- виявлення фактів несанкціонованого втручання в роботу приладів обліку або зміни схем підключення споживача;
- нарахування суми оплати на основі реальних показань без будь-якого переоцінювання і донарахування (апроксимація);
- аналізу технічного стану й відмов приладів обліку;
- розрахунку внутрішньоб'єктного балансу надходження й споживання енергоресурсів з метою виявлення технічних і комерційних втрат і впровадження заходів щодо ефективного енергозбереження в розрізі ТП;
- здійснення дистанційного відключення/підключення споживача при заборгованості за споживану електроенергію без використання комутаційного устаткування споживача;
- інтеграції з білінговими системами.
- застосування диференційованого обліку електроенергії.

Вебсайт компанії: інформацію про планові та аварійні вимкнення електроенергії можна отримати скориставшись картою вимкнень стартової сторінки сайту АТ «Прикарпаттяобленерго» <https://oe.if.ua/uk>, вибравши свій регіон, населений пункт та адресу. Синьою позначкою відображені планові вимкнення електроенергії, які з'являються на сайті за 10 днів до дня знеструмлення, і містять інформацію про години відсутності електроенергії за вибраною адресою. Червоною позначкою позначаються аварійні вимкнення, які з'являються на сайті в момент, коли в компанію поступає інформація про аварію на лінії. Архів планових та аварійних вимкнень почав формуватись у липні 2020 року і зберігатиметься на карті вимкнень протягом трьох років. Завантажити його можна натиснувши на кнопку «Архів вимкнень».

Короткий опис функцій та інструментів модуля « SYNDIS OMS (Outage Management System)»

Модуль SYNDIS OMS (англ. Outage Management System) - це спеціалізований інструмент для забезпечення ефективної роботи служб, що відповідають за безперебійну роботу електричних мереж. Модуль має широкий набір функцій і інструментів, які дозволяють одночасний доступ до інформації багатьом службам.

Початковою метою модуля SYNDIS OMS був аналіз інформації, зареєстрованої в системі SCADA для моніторингу та створення звітів про перебої в живленні. Багаторічний досвід, набутий в процесі співпраці з користувачами системи SCADA дозволив розширити додаток новими функціями і варіантами застосувань. Аналізуючи безперервно стан мережі, модуль забезпечує доступ до результатів обробки для інших додатків, які пов'язані диспетчерської системою. Модуль SYNDIS OMS може підтримувати функціонування білінгових систем, експлуатацію мережі і системи інтерактивного обслуговування заявників, які подають скарги.

Іншою областю функціонування модуля SYNDIS OMS є планування робіт в мережі, що стосуються підготовки та реалізації планів по ремонту або модернізації контрольованих об'єктів в будь-який час. Процедура планування здійснюється виходячи з фактичної доступності та завантаженості технічних бригад. Модуль SYNDIS OMS полегшує управління змінним графіком робіт аварійних служб.

Диспетчерський журнал - це наступний механізм даного модуля, який, за допомогою спеціальних функцій, значно полегшує роботу оператора системи SCADA.

Модуль проводить моніторинг всіх подій, що відбуваються в системі і записує їх в операційний журнал без додаткових дій з боку користувача.

Модуль SYNDIS OMS також дозволяє реєструвати і обслуговувати запити клієнтів про несправності в мережі. Модуль має спеціальними механізмами для зв'язку інформації, що надходить від клієнта, з інформацією про поточні планові роботи і зареєстровані аварії в мережі, а також дозволяє створювати повідомлення про аварії.

Кожна з цих областей функціонування модуля SYNDIS OMS може працювати як незалежна платформа або як єдина система, яка спільно з системою SCADA створює ефективну робочу середу оператора. Модуль забезпечений веб-додатком, завдяки якому він може бути доступний одночасно не тільки на робочих місцях системи, а й поза системою SCADA. Доступ до програми визначається відповідними настройками системи прав доступу. Отримувані звіти можуть бути налаштовані відповідно до вимог клієнта і відображають стан мережі, а також інформацію про проведені роботах в реальному часі.

Модуль OMS має кілька характерних функцій:

Створення вимкнення

У момент виявлення втрати живлення на фрагменті енергетичної мережі модуль створює об'єкт в базі даних - так зване виключення. Кожне виключення пов'язане з подією в мережі, з відкриттям комутаційного апарату або зі зняттям перемички на лінії, що викликає перебої у живленні. Одночасно подія з'являється в Журналі подій, де йому присвоюється унікальний ідентифікатор. При виключенні записується також список об'єктів, які мали перебої у живленні. Ці об'єкти - це ланцюги (підстанції, ланцюги низької напруги) без живлення в момент виникнення ініціюючої події.

Заявка/Подія

Кожне вимкнення в мережі пов'язане з якоюсь подією, в якому беруть участь диспетчерські або експлуатаційні служби. В рамках однієї події може бути кілька вимкнень. Зазвичай, така подія відображена в системі управління плановими роботами і прив'язане до заявки на роботу. Залежно від ступеня інтеграції з іншими допоміжними інструментами елемент називається Подією або Заявкою.

Декретування

Після появи нового вимкнення в Журналі подій, з'явиться Прапор, який визначає тип вимкнення. Визначення типу вимкнення це «декретуванням». Кожному вимкненню можна дати визначення наприклад: без визначення, планова робота, невідома планова робота, аварія в мережі, автоматичне повторне включення (АПВ), відмінено вимкнення (тестове, помилкове).

Перелік виключення і перелік Заявок

«Перелік вимкненому» і «Перелік Заявок» - це функція в системі яка дозволяє переглядати всі виключення і заявки.

OMS призначення

Для кого?

- call Center - обробка заявок Клієнтів;
- сервіс і планування - реєстрація аварій, планування робіт, визначення робочої зони, витрат пов'язаних з аварією (SAIDI), формування заявок на виїзні роботи;
- диспетчери - реєстрація подій і робіт, управління виїзними бригадами, журнал операцій;
- бригади - мобільний журнал: прийняття та реалізація заявок на виїзні роботи;
- керівництво - доступ до актуального стану мережі та можливість опису подій;
- аналітики і правління - коефіцієнти MAIFI, SAIFI, статистика;
- споживачі - актуальна інформація про аварії (взаємодія з IVR).

Що реалізує?

- реєструє заявки від споживачів та аварії в мережі;
- допомагає планувати і координувати роботи в мережі;
- реєструє роботу диспетчера та виробничих бригад (заявки, команди на виконання планових робіт);
- аналізує зміни станів комутаційних апаратів, відстежує події, реєстровані в RV SCADA/NMS;
- дозволяє описувати причини подій, наслідки та спосіб їх усунення, ця інформація використовується для статистики роботи мережі;
- визначає коефіцієнти - MAIFI, SAIFI, SAIDI;
- передає інформацію споживачеві енергії про історію, актуальному і плановому живленні мережі.

Рішення IT

Інтеграція з SCADA / NMS

- використовує всю інформацію системи SCADA/NMS;
- спільна база даних для SCADA/NMS і OMS;
- доступ на рівні APM;
- контекстний доступ на рівні елемента, на екрані RV.

Широкий доступ

- додаток на APM без доступу до RV
- за допомогою веб-браузера:
- обробка заявок, погодження умов реалізації планових робіт;
- обробка телефонних заявок від споживачів;
- перегляд звітів і статистики.

Також необхідно зауважити, що для впровадження модуля OMS необхідно виконати наступний перелік робіт:

- в ОІКК деталізувати схему ТП/КТП/ЗТП до шин 0,4 кВ із усіма комутуючими апаратами відхідних ліній, внести в базу даних ці КА із можливістю оперування;
- створити CIM-модель електричної мережі компанії і із прив'язкою до схеми. Створення цих моделей закладе основи для можливості розвитку ОІКК за рахунок інших модулів та можливості стандартизованої МЕК бібліотеки опису енергетичного обладнання;
- імпорт споживачів електричної енергії у систему з прив'язкою до ліній 0,4кВ;
- інтеграція із CALL-центром для обміну інформацією про порушення та скарги;
- створення оперативного електронного журналу, системи керування роботами та бригадами, видача розпоряджень та нарядів;
- інтеграція бізнес процесу компанії у систему, розгортання системи у технічних службах;
- створення системи планування та обміну заявками на роботи із погодженням у службах;
- налагодження обміну інформацією із АСКОЕ.

У 2021 році буде повністю завершення телемеханізації ПС 110/35 кВ та буде розпочато телемеханізацію РП, ТП, згідно Концепції.

КОНЦЕПЦІЯ
розвитку телемеханізації ПС 110/35/10 кВ, РП10-6 кВ та встановлення
Автоматизованих систем диспетчерського управління (АСДУ) у філіях
ПАТ "Прикарпаттяобленерго" протягом 2021-2025 років

Система керування і отримання даних (SCADA)/DMS

СЕЕМ	Підстанція, СЕЕМ	Рік розробки робочих проєктів	ДП ОДГ	Рік впровадження SCADA системи RV	к-сть	Вартість тис.грн.	Сумма тис.грн.	Відмітка про впровадження	
АСДУ Галицька СЕЕМ	Галицька СЕЕМ		1	2018	1	1350,00	1350,00		
							1350,00		
2019									
АСДУ Калуська СЕЕМ	Калуська СЕЕМ		1	2020	1	1350,00	1350,00	Впроваджено	
АСДУ Долинська СЕЕМ	Долинська СЕЕМ		1	2020	1	1350,00	1350,00	Впроваджено	
АСДУ Рожнятівська СЕЕМ	Рожнятівська СЕЕМ		1	2020	1	1350,00	1350,00	Впроваджено	
АСДУ Рогатинська СЕЕМ	Рогатинська СЕЕМ		1	2019	1	1500,00	1500,00	Впроваджено	
АСДПК Городенківська СЕЕМ	Городенківська СЕЕМ		1	2019	1	1400,00	1400,00	Впроваджено	
АСДУ Снятинська СЕЕМ	Снятинська СЕЕМ		1	2019	1	1350,00	1350,00	Впроваджено	
АСДУ Тлумачська СЕЕМ	Тлумачська СЕЕМ		1	2019	1	1350,00	1350,00	Впроваджено	
АСДУ Косівська СЕЕМ	Косівська СЕЕМ		1	2019	1	1400,00	1400,00		
АСДУ Верховинська СЕЕМ	Верховинська СЕЕМ		1	2019	1	1400,00	1400,00		
АСДУ Коломийська СЕЕМ	Коломийська СЕЕМ		1	2019	1	1350,00	1350,00		
АСДУ Коломийська МСЕЕМ	Коломийська МСЕЕМ		1	2019	1	1350,00	1350,00		
							11	11	16500,00
2020									
ЦДП ПАТ "Прикарпаттяобленерго"	ЦДП ПАТ "Прикарпаттяобленерго"		2	2020	1	3900,00	3900,00		
АСДУ Богорочанська СЕЕМ	Богорочанська СЕЕМ		1	2020	1	1350,00	1350,00		
АСДУ Надвірнянська СЕЕМ	Надвірнянська СЕЕМ		1	2020	1	1500,00	1500,00		
АСДУ Яремчанська СЕЕМ	Яремчанська СЕЕМ		1	2020	1	1350,00	1350,00		
АСДУ Лисецька СЕЕМ	Лисецька СЕЕМ		1	2020	1	1500,00	1500,00		
АСДУ Ів-Франківська СЕЕМ	Ів-Франківська СЕЕМ		1	2020	1	1500,00	1500,00		
							7	6	11100,00
Разом :								27600,00	

Концепція Телемеханізації ПС, РП

СЕЕМ	Підстанція, СЕЕМ	Напруга, кВ	Рік розробки і робочих проектів	Рік впровадження обладнання ТМ	К-ть	Вартість	Сумма	Відмітка про впровадження
2020								
Коломийська СЕЕМ	Загайпіль	110	2017	2020	1	748,45	748,45	
Коломийська СЕЕМ	Товмачик	35	2017	2020	1	654,61	654,61	
Коломийська СЕЕМ	Лісна Слобідка	35	2017	2020	1	878,80	878,80	
Коломийська СЕЕМ	Коршів	35	2017	2020	1	839,94	839,94	
					4		3121,80	
2021								
Надвірна СЕЕМ	Луг	35	2020	2021	1	684,47	684,47	
Лисецька СЕЕМ	Хутрова ф-ка	35	2017	2021	1	1033,37	1033,37	
Рожнятівська СЕЕМ	Перегінськ	35	2015	2021	1	542,85	542,85	
					3		2260,69	
Ів-Франківська СЕЕМ	РП-2	10	2014	2021	1	833,03	833,03	
Ів-Франківська СЕЕМ	РП-3	10	2014	2021	1	833,03	833,03	
Ів-Франківська СЕЕМ	РП-10	10	2014	2021	1	833,03	833,03	
Ів-Франківська СЕЕМ	РП-12	10	2014	2021	1	833,03	833,03	
Ів-Франківська СЕЕМ	РП-18	10	2014	2021	1	833,03	833,03	
Ів-Франківська СЕЕМ	РП-1	10	2020	2021	1	684,47	684,47	
Ів-Франківська СЕЕМ	РП-4	10	2020	2021	1	684,47	684,47	
Ів-Франківська СЕЕМ	РП-5	10	2020	2021	1	684,47	684,47	
Ів-Франківська СЕЕМ	РП-6	10	2020	2021	1	684,47	684,47	
Ів-Франківська СЕЕМ	РП-7	10	2020	2021	1	684,47	684,47	
Ів-Франківська СЕЕМ	РП-8	10	2020	2021	1	684,47	684,47	
					11		8271,94	
2022								
Ів-Франківська СЕЕМ	РП-9	10	2021	2022	1	684,47	684,47	
Ів-Франківська СЕЕМ	РП-13	10	2021	2022	1	684,47	684,47	
Ів-Франківська СЕЕМ	РП-14	10	2021	2022	1	684,47	684,47	
Ів-Франківська СЕЕМ	РП-15	10	2021	2022	1	684,47	684,47	
Ів-Франківська СЕЕМ	РП-16	10	2021	2022	1	684,47	684,47	
Ів-Франківська СЕЕМ	РП-17	10	2021	2022	1	684,47	684,47	
Ів-Франківська СЕЕМ	РП-19	10	2021	2022	1	684,47	684,47	
Ів-Франківська СЕЕМ	РП-ЗТП	10	2021	2022	10	350,00	3500,00	
					17		8291,26	
2023								
Яремчанська СЕЕМ	РП	10	2022	2023	9	350,00	3150,00	
Калуська СЕЕМ	РП	10	2022	2023	14	420,00	5880,00	
Коломийська МСЕЕМ	РП	10	2022	2023	12	420,00	5040,00	
Богородчанська СЕЕМ	РП	10	2022	2023	18	350,00	6300,00	
Святинська	РП	10	2022	2023	22	350,00	7700,00	

СЕЕМ									
Надвірнянська СЕЕМ	РП	10	2022	2023	5	420,00	2100,00		
Лисецька СЕЕМ	РП	10	2022	2023	15	350,00	5250,00		
					95		35420,00		
			2024						
Городенківська СЕЕМ	РП	10	2023	2024	24	350,00	8400,00		
Косівська СЕЕМ	РП	10	2022	2024	23	350,00	8050,00		
Долінська СЕЕМ	РП	10	2023	2024	8	420,00	3360,00		
Коломийська СЕЕМ	РП	10	2023	2024	12	420,00	5040,00		
Тлумацька СЕЕМ	РП	10	2023	2024	22	350,00	7700,00		
Верховинська СЕЕМ	РП	10	2023	2024	4	350,00	1400,00		
Рожнятівська СЕЕМ	РП	10	2023	2024	5	350,00	1750,00		
Рогатинська СЕЕМ	РП	10	2023	2024	12	350,00	4200,00		
Галицька СЕЕМ	РП	10	2023	2024	10	350,00	3500,00		
					120		43400,00		
	Разом SCADA							27600,00	
	Разом телемеханізація ПС 110/35 кВ						3	4839,64	
	Разом телемеханізація РП:						243	95383,20	
	<i>ВСЬОГО по концепції:</i>							127822,84	

Розрахунок економічного ефекту

Роботи з телемеханізації ПС 35/10 «Хутрова фабрика» та 7-и РП 10кВ Центральної філії АТ «Прикарпаттяобленерго».

Витрати коштів компанії.

Вартість реалізації заходів складає 7013,71 тис. гривень без ПДВ.

1. Оприбуткування зворотних матеріалів.

У 2021 році планується виконати роботи з телемеханізації ПС «Хутрова фабрика» та 7-и РП Центральної філії, які на даний час не телемеханізовані, тому оприбуткованого обладнання та матеріалів для повторного використання не очікується.

Складові економічного ефекту

2. Зниження витрат на паливо-мастильні матеріали(ПММ).

Для автотранспорту оперативного - виїзних бригад (ОВБ) Центральної філії.

Згідно статистичних даних, диспетчером Івано-Франківського ОДГ в середньому дистанційно виконує приблизно 6612 дистанційних керувань на 232 телемеханізованих вимикачах за рік, це приблизно становить 2964 команд на ще не телемеханізованих 104 вимикачах.

Середня віддаль від диспетчерського пункту до ПС в РЕМ становить 36 км в дві сторони. Витрати палива на одну поїздку становлять 3,06 літрів вартістю 71,91 грн. Завдяки впровадженню телемеханіки автотранспорт ОВБ зробить на 2964 поїздок в рік менше. Економія складе: 71,91 грн. x 2964 = 213,14 тис. грн. в рік.

Всього разом для автотранспорту ОВБ зниження витрат на паливо-мастильні матеріали складе: 213,14 тис. грн. без ПДВ.

3. Зниження витрат на оплату праці

Оплата праці водія автотранспорту ОВБ за 1 год. становить 52,72 грн. Для здійснення 2964 поїздок в рік середньою тривалістю 2 год. необхідно витратити 5928 люд/год., що в грошах складе 312,52 тис. грн. в рік. Оплата праці електромонтера ОВБ за 1 год. становить 57,53 грн. Для здійснення 2964 поїздок в рік середньою тривалістю 2 год. необхідно витратити 5928 люд/год., що в грошах складе 341,05 тис. грн. При встановленні обладнання телемеханіки, ОВБ буде здійснювати на 2964 поїздок менше для проведення операцій з комутаційним обладнанням.

Таким чином економія коштів складе: всього разом зниження витрат на оплату праці складе 312,52 тис.грн + 341,05 тис. грн.= 653,57 тис. грн. без ПДВ.

4. Інше. Недовідпуск електроенергії.

Для обрахунку недовідпуску електроенергії, як приклад для порівняння, вибрано Івано-Франківська філія ОДГ. Згідно статистичних даних диспетчером ОДГ в середньому у рік виконується 6612 команд телекерування на керування комутаційним обладнання ПС. У 2021 році планується телемеханізувати 8 об'єктів у Центральній філії, що у співвідношенні дає 2964 команди телекерування. В середньому, від моменту знеструмлення споживачів на відходящих лініях ПС проходить певний період часу поки диспетчер буде повідомлений споживачами про відсутність напруги, дасть завдання ОВБ, яка доїде до ПС та відновити електропостачання споживачам, проходить 1 год. Середня споживана потужність однієї лінії 6-10кВ складає 1000кВт.

Різниця вартості електроенергії в Енергоринку та відпускнуою ціною для 2 класу напруги становить 1,69 коп./кВт/год. Отже, 2964 вимкн. x 1год. x1000кВт/ x 1,69 коп. = 2965,69 тис.грн. При телемеханізації 8 ПС очікується зниження в рік недовідпуску електроенергії на величину 2965,69 тис. грн. без ПДВ.

Всього економічний ефект складе 3832,4 тис.грн.

Термін окупності становитиме: 7013,71 / 3832,4 =1,8 р

3.1.1.10 Контролер USP-140 Mikronika

В інвестиційній програмі 2021 р. додатково передбачено закупівлю 5 Контролерів USP-140 Mikronika за ціною 48,27 тис. грн. без ПДВ на загальну суму 241,35 тис.грн. без ПДВ.

Службою РЗА планується реконструкція вводів (10)кВ та кіл ТН-6(10)кВ на базі мікропроцесорів PC 83 з метою в лаштування захисту високої напруги на ПС110/10 Ринь, Яворів, ДСП та Загвіздя. На цих ПС в КП ТМ експлуатуються стара плата зв'язу та центрального процесора ЦП RTU 560 SLI-02, випуску 2001 року і на якій відсутні ряд функцій, а саме: MFI - вимір з плаваючою комою з допомогою якого ми вичитуємо основні значення РПН та виміри з приєднань. Відсутня функція "Read Holding Registers" яка показує положення перемикача з релейних захистів PC83. Відсутність "Ethernet" порта та 104 протокола зв'язку, без якого не вдасться забезпечити швидку та безперебійну передачу даних з ПС.

Для зчитування даних з мікропроцесорних пристроїв РЗА по сумісних протоколах необхідно придбати п'ять контролерів USP-140 Mikronika з протоколами обміну :

- МЭК 60870-5-101;- МЭК60870-5-104 (з підтримкою функцій безпеки TLS1.2);
- МЭК61850-8-1;- ModBus;- DNP 3.0.

Назва плати процесора КП ТМ	Рік випуску	Наявність портів	Максимальна суммарна кількість сигналів	Перелік відкритих протоколів по ліцензії	Можливість зчитування МП РЗА типу PC 83 B1	Можливість роботи з ТУ, ТС, ТВ	Можливість зчитування МП РЗА ABB REG 650, REL650	Орієнтовна вартість, грн
560 SLI02	2001	два COM-порти	250	МЭК 60870-5-101, Modbus RTU	ні	так	ні	10 000
560 CMR02/CMR01	2020	два Ethernet-порти, чотири 232/485 порти	750	МЭК 60870-5-101, Modbus RTU, по Ethernet порту МЭК60870-5-104, DNP 3.0.	так	так	так	164000

				МЭК61850-8-1				
USP-140	2020	два Ethernet-порти, один RS232 порт, один RS 485-порт	5000	МЭК 60870-5-101, Modbus RTU, по Ethernet порту МЭК60870-5-104, DNP 3.0, МЭК61850-8-1	так	так	так	48 270

3.1.1.11 Роутер Conel 3G /GPRS RUT 955 Teltonika

3.1.1.12 Антена SIRIO SMP 4G LTE з кабелем 15 м

В інвестиційній програмі 2021 р. додатково передбачено закупівлю двох Роутерів Conel 3G/GPRS RUT 955 Teltonika за ціною 11 тис.620 грн з Антенами SIRIO SMP 4G LTE за ціною 2 тис.080 грн. на загальну суму 4 тис.150 грн.

GSM\2G\3G\LTE RUT955 Router – безпроводний VPN маршрутизатор промислового (Industrial) виконання для роботи у мережах GSM\3G із швидкістю передачі даних до 21 Мбіт/с. Роутер добре пристосований для різних задач M2M-додатків, банківських та комерційних рішень. Конструктив роутера адаптований для використання у індустріальному середовищі, у тому числі має розширений робочий температурний діапазон та діапазон живлення. Відрізняється якістю виконання та функціональністю, виконаний у ключі «надійність та стабільність роботи перед усім». RUT955 однаково добре виконує завдання як у якості резервного каналу зв'язку на віддалених об'єктах, заправочних комплексах АЗС, вузлах обліку енергоресурсів, так і у якості основного – POS-термінали, банкомати, IP-камери, тощо. Крім того, для надійності з'єднань має ряд вбудованих програмних рішень, RUT955 апаратно оснащений 2-ма слотами SIM – карт для переходу на резервну за визначеним алгоритмом, у випадку обриву зв'язку. Тому для потреб зв'язку в автоматизованих системах диспетчерського керування АТ «Прикарпаттяобленерго» VPN маршрутизатор RUT955 є технічно необхідним.

GSM\2G\3G\LTE RUT955 Router – високонадійний та функціональний LTE маршрутизатор для професійного застосування. Маршрутизатор забезпечує високу продуктивність, надійний стільниковий зв'язок та WiFi, можливість визначення місця розташування по GPS. RUT955 має можливість з'єднання при відмові однієї із SIM-карт.

Антенa SMP 4G LTE - напрямлена широкосмугова антенa панельного типу італійського виробництва компанії SIRIO з підсиленням до 9 dBi. Призначена для використання в діапазоні частот 790-960 MHz і 1710-2700 MHz в стандартах зв'язку GSM900/1800 MHz, DCS1900 MHz, DECT, UMTS (3G) 2100 MHz, LTE800 & 1710-2700 MHz і WiFi (WLAN) 2400/2700 MHz. Пристосована як для зовнішнього, так і внутрішнього розміщення. Внутрішні робочі елементи якісно узгоджені між собою, що забезпечує надійне підсилення бездротового сигналу з малими втратами, а також захист від корозії. Корпус антени виготовлений з міцного ABS-пластику, стійкого до ультрафіолетового випромінювання, елементи кріплення виготовлені з анодованої сталі. Всі елементи надійно закріплені і загерметизовані. Антенa має загальну високу конструкційну якість виготовлення для експлуатації протягом тривалого часу з заявленими характеристиками.

Для реалізації можливості надійного та якісного зв'язку між ПК та сервером SCADA АТ «Прикарпаттяобленерго» необхідно придбати пристрій Антенa SMP 4G LTE.

РОЗДІЛ 4.

«Впровадження та розвиток інформаційних технологій»

4.1 Закупівля нових та модернізація наявних апаратних засобів інформатизації, у т.ч.:

4.1.1 Закупівля та модернізація робочих станцій

4.1.1.1 Закупівля нових робочих станцій з ОС Windows

В інвестпрограмі на 2021 рік передбачено закупівлю нових робочих станцій в кількості 76 шт. за ціною 20,59 тис. грн. на загальну суму 1 564,84 тис. грн.

Станом на кінець 2020 року в експлуатації в підрозділах АТ «Прикарпаттяобленерго» знаходяться робочі станції з такими конфігураційними параметрами:

№ п/п	Рік введення в експлуатацію	Кількість (шт.)	CPU Type	Memory	Відсоток від загальної кількості
1	2002	1	Celeron 800	128 Mb DDR	0,08
2	2003	3	Celeron 1700	128 Mb DDR	0,23
		1	Celeron D331	256 Mb DDR	0,08
3	2004	8	Celeron D335	256 Mb DDR	0,61
		2	Celeron 1700	128 Mb DDR	0,15
		1	Celeron D336	512 Mb DDR	0,08
4	2005	2	Celeron D335	256 Mb DDR	0,15
		11	Celeron D336	256 Mb DDR	0,83
5	2006	12	Celeron D335	256 Mb DDR	0,91
		28	Celeron D336	256 Mb DDR	2,12
		1	Celeron D336	512 Mb DDR	0,08
		2	Xeon 3,2	2048 DDR2	0,15
6	2007	22	Pentium D925	512 Mb DDR	1,67
		3	Pentium 925	512 Mb DDR	0,23
		2	Pentium E2160	512 Mb DDR	0,15
		2	Pentium E2140	1024 Mb DDR	0,15
		1	Celeron 430	512 Mb DDR	0,08
		1	Pentium E2160	1024 Mb DDR2	0,08
		1	Celeron 420	512 Mb DDR	0,08
7	2008	1	Athlon 64x2 440	1024 Mb DDR2	0,08
		146	Pentium E2160	1024 Mb DDR2	11,07
		2	Celeron 440	512 Mb DDR2	0,15
		9	Celeron 420	1024 Mb DDR2	0,68
		5	Pentium E2180	1024 Mb DDR2	0,38
		1	Pentium E2200	1024 Mb DDR2	0,08
8	2009	101	Celeron E1400	1024 Mb DDR2	7,66
		1	Pentium E2160	1024 Mb DDR2	0,08
		1	Pentium E2180	1024 Mb DDR2	0,08
		4	Pentium E5200	1024 Mb DDR2	0,30
		3	Pentium E5300	1024 Mb DDR2	0,23
9	2010	184	Celeron E1500	1024 Mb DDR2	13,95
		2	Celeron E1400	1024 Mb DDR2	0,15
		1	Pentium E5300	1024 Mb DDR2	0,08
10	2011	2	Celeron E1500	1024 Mb DDR2	0,15

		22	Celeron E3300	1024 Mb DDR2	1,67
		1	Celeron E1400	1024 Mb DDR2	0,08
		26	Celeron G440	1024 Mb DDR3	1,97
		1	Sempron 145	1024 Mb DDR3	0,08
		1	Athlon 64x2 440	2 Gb DDR3	0,08
		1	Pentium E5800	1024 Mb DDR2	0,08
		1	Celeron G440	2 Gb DDR3	0,08
		1	Pentium E2180	1024 Mb DDR2	0,08
		1	Sempron 145	2 Gb DDR3	0,08
11	2012	185	Celeron G440	2 Gb DDR3	14,03
		4	Pentium E2180	1024 Mb DDR2	0,30
		1	Celeron E3300	1024 Mb DDR2	0,08
		1	Celeron G620	2 Gb DDR3	0,08
		1	I3-550	4 Gb DDR3	0,08
		7	Celeron G440	1024 Mb DDR3	0,53
		2	I5-2500	4 Gb DDR3	0,15
		1	Celeron E3400	1024 Mb DDR2	0,08
		2	I3-2100	4 Gb DDR3	0,15
		3	Celeron G840	2 Gb DDR3	0,23
12	2013	7	Celeron G460	2 Gb DDR3	0,53
		24	Celeron G540	2 Gb DDR3	1,82
		5	I3-2100	2 Gb DDR3	0,38
		82	I3-3220	2 Gb DDR3	6,22
		2	Sempron 145	2 Gb DDR3	0,15
13	2014	12	I3-3220	2 Gb DDR3	0,91
		6	I5-2500	2 Gb DDR3	0,45
		3	Celeron G540	2 Gb DDR3	0,23
		29	Celeron G460	2 Gb DDR3	2,20
14	2016	3	I5-4460	4 Gb DDR3	0,23
		1	Celeron G1840	4 Gb DDR3	0,08
		96	I3-6100	4 Gb DDR4	7,28
15	2017	4	I3-6100	4 Gb DDR4	0,30
		1	I5-4460	4 Gb DDR3	0,08
		1	G4400	4 Gb DDR3	0,08
		68	I3-7100	4 Gb DDR4	5,16
		1	I7-6700	8 Gb DDR4	0,08
16	2018	40	I3-7100	4 Gb DDR4	3,03
17	2019	36	I3-7100	4 Gb DDR4	2,73
		58	I3-8100	8 Gb DDR4	4,40
		4	I3-3220	8 Gb DDR4	0,30
		2	I3-3220	4 Gb DDR4	0,15
18	2020	2	I3-9100	8 Gb DDR4	0,15
		1	I3-8100	8 Gb DDR4	0,08
		1	I3-3240	4 Gb DDR4	0,08
		1	I3-8100	4 Gb DDR4	0,08

1319

100,00

Роки випуску	CPU Type	Відсоток
2002-2016	Celeron	51,86
2008-2011	Athlon	0,15
2017	G4400	0,08
2012-2020	i3	31,46
2012-2017	i5	0,91
2017	i7	0,08
2007-2012	Pentium	15,01
2011-2013	Sempron	0,30
2006	Xeon	0,15

100,00



Виходячи з наведених даних та проведеного аналізу стає очевидним, що значна частина парку робочих станцій є морально застарілою як з точки зору технічної експлуатації (ремонт, придбання запасних частин), так і в частині забезпечення функціонування у відповідності до вимог сучасних операційних систем, спеціального програмного забезпечення та вимог інформаційної безпеки (антивірусний захист, кібербезпека та ін.).

У зв'язку з тим, що основна робота працівників АТ передбачає використання комп'ютерної техніки та сучасного програмного забезпечення, та з врахуванням наведених вище даних аналізу, необхідність у забезпеченні працівників сучасною комп'ютерною технікою стає очевидною.

Крім того, у філіях АТ використовується комп'ютерна техніка, яка не відповідає сучасним вимогам в таких програмних комплексах:

- система антивірусного забезпечення та запобігання зовнішніх шкідливих інформаційних впливів та злоумисництва в сфері інформаційних технологій;
- система управління підприємством SAP;
- програмно-інформаційний комплекс M&I EnergySuite (білінгова система);
- програмний комплекс «Автоматизована система технічного обслуговування та ремонту» (АСТОР);
- програма для формування рахунків клієнтів, накладних, руху матеріальних цінностей, прийому платежів, обліку основних засобів;
- система оперативного управління діяльністю компанії та багато інших.

Таким чином, у 2021 році необхідно замінити більшість персональних комп'ютерів з роком випуску від 2008 р. по 2013 р., оскільки вони морально застарілі, параметри їхньої конфігурації не відповідають вимогам сучасного програмного забезпечення загального та спеціального призначення. Ремонт такої техніки є економічно недоцільним, а комплектуючи, які необхідні для здійснення ремонту –

відсутні на ринку. Частина комп'ютерів буде застосовано на робочих місцях для роботи з офісними додатками до того часу, поки вони будуть технічно справні, після поломки вони підлягатимуть списанню.

В приведеній таблиці показано тип персональних комп'ютерів, які заплановано замінити у 2021 році:

Конфігурація існуючого ПК	Кількість, шт.	Виконувані задачі	Місцезнаходження (відділ)	Подальше застосування старого ПК
ПК на базі процесорів CELERON та PENTIUM III-IV поколінь та аналоги з тактовою частотою процесора від 3000 МГц і вище, ОЗУ 1 Гб і вище, HDD від 200 Гб і вище	59	Робота з спеціалізованим програмним забезпеченням та офісними додатками	Підрозділи центрального офісу та філій АТ	Підлягає списанню

Передбачається закупівля робочих станцій з такими параметрами: HP Z2 TWR Intel Core i5 /3,1Ghz 6C / 8Gb DDR4/1Tb/Windows 10 Pro 64-bit/M+Kb

Робочі станції, які планується придбати, будуть використані для заміни працівників наступних підрозділів:

Підрозділ	Посада працівника	Системні та спеціалізовані програмні продукти, які встановлені на ПК
Департамент з розподілу електричної енергії		
Дирекція технічна		
Відділ технологічного приєднання	<ol style="list-style-type: none"> 1. Начальник відділу 2. Провідний інженер 3. Провідний інженер 4. Інженер 5. Інженер 6. Інженер 7. Інженер 	Системні та офісні програмні продукти: Операційна система Windows 10 Антивірусне забезпечення McAfee Endpoint Security Система контролю витоку інформації McAfee DLP Endpoint Пакет офісних програм Microsoft Office 2016 Системи документообігу Clever Forms Система подання заявок на обслуговування Service Desk Спеціалізовані програмні продукти: Система тех. обслуг., ремонту і обліку мереж «АСТОР» Система управління підприємством SAP ERP ECC 6.0 ПЗ географічної локації «Digital», «Google Earth» Геоінформаційна система (ГІС) ПЗ «Електрон»
Всього	7 робочих місць	
Відділ обліку мереж	<ol style="list-style-type: none"> 1. Начальник відділу 2. Старший інженер 3. Інженер з автоматизації 4. Інженер з аналізу 5. Інженер 6. Інженер 7. Інженер 	Системні та офісні програмні продукти: Операційна система Windows 10 Антивірусне забезпечення McAfee Endpoint Security Система контролю витоку інформації McAfee DLP Endpoint Пакет офісних програм Microsoft Office 2016 Системи документообігу Clever Forms Система подання заявок на обслуговування Service Desk Спеціалізовані програмні продукти: Система тех. обслуг., ремонту і обліку мереж «АСТОР» Система управління підприємством SAP ERP ECC 6.0 ПЗ географічної локації «Digital», «Google Earth» Геоінформаційна система (ГІС) ПЗ «Електрон»
Всього	7 робочих місць	

Відділ технічної експлуатації	<ol style="list-style-type: none"> 1. Начальник відділу 2. Старший інженер по роботі з інвестиційною програмою 3. Провідний інженер 4. Інженер з планування 5. Інженер з договорів 6. Інженер 7. Інженер 	<p>Системні та офісні програмні продукти: Операційна система Windows 10 Антивірусне забезпечення McAfee Endpoint Security Система контролю витоку інформації McAfee DLP Endpoint Пакет офісних програм Microsoft Office 2016 Системи документообігу Clever Forms Система подання заявок на обслуговування Service Desk</p> <p>Спеціалізовані програмні продукти: Система тех. обслуг., ремонту і обліку мереж «АСТОР» Система управління підприємством SAP ERP ECC 6.0 ПЗ кошторисної документації «АВК» ПЗ географічної локації «Digital», «Google Earth»</p>
Всього	7 робочих місць	
Служба розподільчих мереж	<ol style="list-style-type: none"> 1. Начальник відділу 2. Заступник начальника 3. Керівник групи кабельних мереж 4. Старший інженер 5. Інженер 6. Керівник групи моніторингу якості е/е 7. Інженер з якості е/е 8. Інженер з якості е/е 9. Зав. лабораторією з автоматизації РМ 10. Старший інженер 11. Старший інженер групи із забезп. робіт 12. Інженер 	<p>Системні та офісні програмні продукти: Операційна система Windows 10 Антивірусне забезпечення McAfee Endpoint Security Система контролю витоку інформації McAfee DLP Endpoint Пакет офісних програм Microsoft Office 2016 Системи документообігу Clever Forms Система подання заявок на обслуговування Service Desk</p> <p>Спеціалізовані програмні продукти: Система тех. обслуг., ремонту і обліку мереж «АСТОР» Система управління підприємством SAP ERP ECC 6.0 ПЗ географічної локації «Digital», «Google Earth» ПЗ кошторисної документації «АВК» ПЗ «Технічні умови» ПЗ проектування об'єктів ЕМ «AutoDesk Actrix» Програма моделювання процесів «ARIS»</p>
Всього	12 робочих місць	
Відділ по роботі з договорами	<ol style="list-style-type: none"> 1. Начальник відділу 2. Старший інженер з договорів 3. Інженер з договорів 4. Інженер з договорів 5. Інженер з розрахунків 6. Інженер з розрахунків 7. Інженер з розрахунків 8. Інженер 9. Інженер 10. Інженер <p>Договірні відділи у кущових філіях та районних службах експлуатації мереж (33 чол.)</p>	<p>Системні та офісні програмні продукти: Операційна система Windows 10 Антивірусне забезпечення McAfee Endpoint Security Система контролю витоку інформації McAfee DLP Endpoint Пакет офісних програм Microsoft Office 2016 Системи документообігу Clever Forms Система подання заявок на обслуговування Service Desk</p> <p>Спеціалізовані програмні продукти: Підсистема розрахунків з юридичними особами EnergySuite.Juridical. Підсистема розрахунків з фізичними особами EnergySuite.Utility. Підсистема ведення приладів обліку EnergySuite.Equipment. Підсистема обліку звітів EnergySuite.RAS. Підсистема звернень EnergySuite.ServiceDesk Система тех. обслуг., ремонту і обліку мереж «АСТОР» ПЗ «Технічні умови» Система управління підприємством SAP ERP ECC 6.0 ПЗ проектування об'єктів ЕМ «AutoDesk Actrix» Програма моделювання процесів «ARIS»</p>
Всього	43 робочих місць	
Разом	76 робочих місць	

Розрахунок економічного ефекту

Потужність існуючих робочих станцій не відповідає вимогам сучасного програмного забезпечення і не дає можливості продуктивно виконувати поставлені завдання, оскільки витрачається більше часу на обробку інформації, ніж на новому обладнанні. Тобто, із впровадженням даного заходу збільшиться продуктивність праці персоналу. В грошовому виразі збільшення продуктивності складе:

$$E = ((6500 / 100) - (6500 / 150)) / 1000 * 150 * 76 = 247,000 \text{ тис. грн.}$$

Впровадження нового обладнання призведе до зменшення витрат електроенергії, оскільки споживання старими блоками ЕОМ становили на рівні 0,6 кВт*год, в той час як сучасні забезпечують рівень споживання 0,4 кВт*год.

$$E = (0,6-0,4) * 1,71 * 2002 / 1000 * 76 = 52,036 \text{ тис. грн. в рік}$$

де: 1,71 – тариф на господарські потреби, грн.

2002 – кількість годин роботи протягом року, годин.

Термін окупності складе:

$$1564,84 / (247,000 + 52,036) = 5,2329 \text{ років.}$$

4.1.1.2 Закупівля моніторів з діагоналлю 23,8"

В інвестпрограмі на 2021 рік передбачено закупівлю 76 шт. нових моніторів за ціною 7,04 тис. грн. на загальну суму 535,04 тис. грн. без ПДВ.

Для забезпечення роботи нових комп'ютерів та заміни застарілих моделей моніторів з малим розміром екрану необхідно придбати для філій та підрозділів центрального офісу АТ мультимедійні монітори з діагоналлю 23,8", які б забезпечили технічну можливість координаційної роботи керівників підрозділів підприємства та ключових працівників в умовах дистанційної роботи з медіа-додатками (наприклад ZOOM та іншими) з такими характеристиками:

- діагональ дисплея - 23.8"
- тип матриці – IPS
- максимальна роздільна здатність екрана - 1920 x 1080
- співвідношення сторін - 16:9
- покриття - Anti-Glare,
- бмс (G&G)
- вбудована ВЕБ-камера
- інтерфейси і підключення - 2 x HDMI, 5 x USB 3.0, 1 x VGA, 1 x Microphone, 1 x DisplayPort, 3.5 mm Mini-Jack, VESA - 100x100 мм, 2 x 5 Вт, чорний

Підрозділ / Кількість робочих місць	
Дирекція технічна	3
Дирекція із забезпечення виробництва	2
Керівництво	3
Управління дирекції з ІТ	3
Управління дирекції з персоналу	1
Управління фінансової дирекції	3
Центральна бухгалтерія	3
Відділ технічної експлуатації	1
Відділ розвитку мереж	1
Відділ обліку мереж	1
Служба високовольтного обліку та метрології	1
Служба приладів обліку та автоматизації	1
Служба охорони праці	2
Оперативно-диспетчерська служба	2
Служба ізоляції і захисту від перенапруг	1
Служба релейного захисту і автоматики	1

Служба засобів диспетчерсько-техн. управління	1
Цех по ремонту обладнання	1
Служба ліній електропередач	1
Служба підстанцій	1
Служба механізації і транспорту	1
Служба енергонагляду	1
Відділ з фінансів та бюджетування	1
Відділ супроводу і розвитку СУП	1
Служба розподільчих мереж	1
Служба автоматизов. с-м диспетчерського керування	1
Служба обслуговування з ІТ	1
Відділ технологічного приєднання	1
Відділ обліку електричної енергії	1
Керівники кущових філій	7
Начальники районних служб експлуатації електромереж	10
Головні інженери кущових філій	7
Керівники районних ОДГ	10
Всього 76 робочих місць	

Розрахунок економічного ефекту

Споживання новими моніторами зменшується з 0,4 кВт*год до 0,176 кВт*год. Економія електроенергії складе:

$$E = (0,4 - 0,176) * 1,71 * 2002 / 1000 * 76 = 58,2803 \text{ тис. грн. в рік}$$

де: 1,71 – тариф на господарські потреби, грн.

2002 – кількість годин роботи протягом року, годин.

Термін окупності складе:

$$T = 535,04 / 58,2803 = 9,1805 \text{ років.}$$

4.1.2 Закупівля серверного обладнання

4.1.2.1 Закупівля сервера для розвитку віртуалізації підприємства та створення єдиного сервера баз даних SQL

В інвестпрограмі на 2021 рік передбачено закупівлю сервера баз даних за ціною 1748,38 тис. грн. без ПДВ.

Потреба бізнесу у впровадженні в експлуатацію нових прикладних програм (як наприклад програмне забезпечення «Технічні умови приєднання», яке розробляється і має бути впроваджене на вимогу НКРЕКП), що є необхідним інструментом для забезпечення потреб споживачів електроенергії, потребує наявності серверного обладнання. Однак на підприємстві немає необхідного обладнання, а наявне є технічно застаріли і потребує заміни (так наприклад протягом вересня поточного року спостерігається нестабільна робота автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) роздрібного ринку АТ «Прикарпаттяобленерго», що викликане експлуатацією морально застарілої апаратної частини та значним зростанням навантаження на нього). Водночас наявність застарілого парку серверного устаткування приводить до істотного збільшення витрат, пов'язаних з оплатою споживаної ними енергії, а також оплатою енергії, що витрачається на охолодження серверів, яка, у міру збільшення потужності комп'ютерного устаткування, безперервно зростає. Також витрати коштів на придбання ліцензій на серверну ОС для кожної прикладної програми себе не оправдовує. Крім того, існує проблема балансування навантаження між всіма фізичними серверами, що існують на підприємстві. Здійснити таке балансування раціональним чином украй важко.

Все вищевикладене приводить до необхідності мінімізації кількості фізичних серверів і підвищення ефективності їх використання. Вирішити ці завдання дозволяє використання технології віртуалізації.

Віртуалізація серверів - це сучасний інструмент. Складно недооцінити переваги технологій, що дозволяють отримати цілий комплекс різнопланових серверів, використовуючи при цьому усього лише один фізичний пристрій. До таких переваг можна віднести наступний перелік характеристик і якостей:

- спрощення адміністрування і управління серверами;
- скорочення навантажень на мережу;
- мінімізація витрат за часом, при відновленні працездатності системи після аварії;
- відсутність прив'язки до "заліза", при міграції або відновленні;
- економія місця в серверній;
- економія електрики.

Тому з метою економії коштів підприємства на купівлю ліцензій на ОС та створення можливості використання мультіліцензій SQL, є потреба в придбанні потужного єдиного сервера баз даних, що дасть можливість також за рахунок віртуалізації вивести з експлуатації ряд застарілих серверів.

Обґрунтування ефективності інвестицій придбання сервера.

Даний захід має на меті заміну морально та фізично застарілого, повністю зношеного обладнання, яке відпрацювало встановлені терміни, повністю, та не підлягає модернізації, з огляду на відсутність у виробників комплектуючих частин до такого обладнання.

Окупність заходу не може визначатися безпосередньо, а його фінансування має розглядатись як використання амортизаційних відрахувань.

Планується закупівля сервера наступної конфігурації:

- HPE ProLiant DL580 Gen10 Intel Xeon Gold 6258R 28-core 2.7GHz x2 шт.
- 240GB SSD x 4 шт.
- Network Interface Card 10GbE Dual-Port
- ASUS PIKE II 3008-8I
- 800W RPSU x 2 шт.
- DDR4-2933 64GB x 12 шт.

4.1.2.2 Закупівля високошвидкісної дискової стійки для баз даних

В інвестпрограмі на 2021 рік передбачено закупівлю дискової стійки за ціною 1510,01 тис. грн. без ПДВ

Як додаток до п. 4.1.2.2 та для Backup. На підприємстві відсутня технічна можливість створення та зберігання резервних копій інформаційних активів ІТ-сервєдовища.

Резервне копіювання або бекап (backup) — процес створення копії даних з носія (жорсткого диска, тощо), призначений для відновлення цих даних у разі їх пошкодження або видалення. Створення резервної копії даних надає можливість виконати відновлення інформації при втраті оригіналу, з якого було створено резервну копію. При цьому під втратою треба розуміти настання події, що призвела до зміни даних, після чого вони втратили цінність або були видалені з носія. Приклад: умисне завдання шкоди через видалення важливої для підприємства інформації. Інформаційні активи підприємства або об'єкти резервного копіювання — це дані або сукупність даних, з яких можна створити резервну копію. Приклади об'єктів: файли або теки, дані прикладних програм, дані операційної системи чи сама ОС (наприклад Windows System State або AIX System Backup), образи віртуальних машин та дисків віртуальних машин, файлові системи тощо. Для вирішення питання резервного копіювання пропонуємо створити дисковий простір резервного копіювання, який буде використовуватися у якості дискового сховища (дискова полиця). Запис резервних копій буде здійснюватися на диски, що об'єднані в RAID або на дискову систему збереження. Переваги цього методу: швидкість доступу до інформації; необмежена кількість одночасних операцій; можливість використання технологій усунення дуплікації, що значно зменшує потреби в просторі (в залежності від типу даних від 1,5 і більше разів) та також прискорює запис даних, оскільки дублікати не записуються а відкидаються.

Обґрунтування ефективності інвестицій придбання дискової стійки.

Крім функцій забезпечення збереження даних і підвищення відмовостійкості функціонування бізнес-процесів, резервне копіювання забезпечує такі важливі аспекти з точки зору інформаційної безпеки як цілісність, доступність і є обов'язковою вимогою Постанови Кабінету Міністрів України від 19 червня 2019 р. № 518 «Про затвердження Загальних вимог до кіберзахисту об'єктів критичної інфраструктури» та загальноприйнятих стандартів, наприклад ISO / IEC 17799, міжнародного кодексу правил щодо забезпечення безперервності бізнесу «BS25999 -1: 2006 Code of Practice» і «BS25999-2: 2007 Specification».

Реалії бізнесу сьогодні вимагають щоб, у разі збою, нормальна робота з нульовою втратою даних була відновлена протягом декількох хвилин або, в крайньому випадку, годин, оскільки вартість простою може бути дуже суттєвою.

Планується закупівля високошвидкісної дискової стійки для баз даних:

Дискове сховище HPE Primera з 4-port 10GbE iSCSI SFP+ Host Card x 2 шт. / Dual-Controller (Active/Active) SAN System, 19" 2U, 26x 2.5", 2xRAID with 8GB DDR4 ECC Memory (Max. 128GB) per controller, 4x 10GbE BASE / 960GB SAS SSD x 24 шт. / 10Gb SFP+ Optical Transceiver x 4 шт. / GBC-SFP+16Gb-J 16Gb Fibre Channel SFP+ Optical Transceiver x 2 шт.

4.1.2.3 Закупівля термінального сервера для АСТОР

В інвестиційній програмі 2021 р. додатково передбачено закупівлю 1 шт. термінального сервера за ціною 177,30 тис. грн.

З метою збільшення швидкодії корпоративних додатків і скорочення витрат на інфраструктуру є використання сервера терміналів. Його застосування здатне значно підвищити швидкість роботи додатків, які потребують збільшеного споживання ресурсів ПК. В нашому випадку – це Автоматизована система технічного обслуговування та ремонтів об'єктів електромереж АТ «Прикарпаттяобленерго» (АСТОР8). Більша частина ПК, на яких працюють з цим програмним продуктом, мають невелику продуктивність і є на межі свого терміну використання. Тому, єдиним коректним варіантом вирішення задачі забезпечення доступу до програми для значної кількості робочих місць, що розподілені в межах підрозділів та філій підприємства, є використання серверу термінальних з'єднань для віддалених користувачів. В цьому випадку, більша частина використання ресурсу для обробки даних та візуалізації інформації буде припадати на потужності серверного обладнання, чим, в свою чергу розвантажить робочі станції та пришвидшить роботу працівників з цим програмним забезпеченням.

Планується закупівля сервера з наступною конфігурацією (або його аналог):

№	Назва	К-сть
1	Системний блок серверний	1
2	Supermicro SYS-6029P-TR 19" 2U, 2xPSU, Intel C621, 2xLGA3647, up to 2TB (16 slots) DDR4 ECC Registered, 8x3.5" SAS/SATA hot-swap drive bay (optional 2 fixed 2.5" NVMe), SATA 6Gb/s Intel C621 (RAID levels: 0,1,5,10), 2 ports SuperDOM, 2x1GbE (Intel X722, RJ45), IP-KVM, Video, 4xPCI-E (x16), 2xPCI-E (x8), 2xNVMe (OCuLink), 1xM.2 NVMe (22110), Black	1
3	Intel Xeon Silver 4210R 10x2.4GHz, HT, Turbo Boost^3.2GHz, 6xDDR4-2400MHz, Cascade Lake, 14nm, 100W, LGA3647	2
4	64GB DDR4-2933 ECC Registered Supermicro certified	4
5	2000GB 3.5" SATA 6Gb/s 7200rpm Enterprise, MTBF 1,200,000 hours, half duplex, single port	8
6	Broadcom 3108 RAID 8 ports SAS 12Gb/s, SAS3108, 2GB cache, optional CacheVault (LSICVM02-8G), RAID levels: 0,1,5,6,10,50,60, PCI-E x8 3.0, 2xSFF-8643 int, 2 cables included	1

4.1.3 Інші засоби інформатизації

4.1.3.1 Закупівля моно-лазерних багатофункціональних принтерів А4

В інвестпрограмі на 2021 рік передбачено закупівлю 5 шт. високопродуктивних швидкісних багатофункціональних пристроїв (формату А4) за ціною 120,70 тис. грн. на загальну суму 603,5 тис. грн. без ПДВ.

У 2021 році необхідно замінити частину парку друкуючих пристроїв, придбаних і введених в експлуатацію до 2011 року, оскільки подальше їх використання стає неможливим в зв'язку зі значною зношеністю основних вузлів та відсутністю запчастин.

Після реорганізації структури підприємства, в частині утворення об'єднаних кущових філій, кількість сторінок друку в цих підрозділах значно зріс (в деяких випадках сягає від 4 до 12 тис. сторінок на одиницю обладнання). Відповідно, витрати на матеріали та регенерацію картриджів офісних пристроїв друку, що зараз використовуються у цих підрозділах значно зросли, оскільки це обладнання не розраховане на таке навантаження.

Офіційний ресурс картриджів — від 2500 до 4000 тисяч сторінок. Ресурс повторно заправленого картриджа зазвичай менший, і становить біля 2000.

Строк служби оригінального барабану — приблизно від 5000 до 10 000 сторінок друку, залежить від якості паперу і марки принтера. Не дивлячись на те, що барабани фактично однакові (різні шестерні і довжина, але одні і ті ж діаметр и покриття), в нових принтерах строк служби помітно менший, ніж в старих. Причина — на більш високій швидкості тертя об папір відчувається сильніше. Також, іноді попадаються картриджі, в яких барабан стає неробочим практично після першої заправки. Пояснюється це вочевидь, якістю партій постплення.

Після закінчення строку служби фотобарабану (що проявляється в чорних полосах по краям листа) картридж потрібно відновлювати. Відновлення полягає в заміні фотобарабану, ракеля и тонеру.

При відновленні картриджа буде встановлений, звичайно, неоригінальний барабан, бо оригінальні окремо не продаються. Неоригінальні барабани мають вже менший ресурс експлуатації, а в окремих випадках можуть вийти з ладу після однієї-двох заправок. Крім деталей, які замінюються при відновленні картриджу, рано чи пізно зношуються прокладки, шестерні, втулки и магнітний вал.

Для виконання такої кількості друку повинні використовуватися спеціалізовані принтери, які мають значно більший ресурс заправки одного картриджа (від 60 до 80 тис. сторінок), а ресурс змінних деталей (фото барабан, шестерні, втулки, магнітний вал) становить до 500 тис. сторінок. Використання такого обладнання в разі зменшить витрати на витратні матеріали, комплектуючі та обслуговуючий персонал.

Крім того, в цих підрозділах є необхідність використання швидкісного потокового сканування. Закупівля багатофункціональних пристроїв, які мають таку можливість, а також великий ресурс друку дозволить зекономити кошти на закупівлю обладнання.

Ціна пристрою друку становить біля 25 000 грн. з ПДВ,

Ціна потокового сканера становить біля 30 000 грн. з ПДВ.

Середня вартість картриджа (2500 сторінок) становить біля 5 000 грн.

Середні витрати на одну регенерацію картриджа становить біля 1 000 грн.

Поправочний коефіцієнт на вартість після кожної регенерації +0,2

Ціна багатофункціонального пристрою 130 000 грн.,

Середня вартість картриджа (86 000 сторінок) становить біля 75 000 грн.

Середні витрати на одну регенерацію картриджа (86 000 сторінок) становить біля 1 500 грн.

Витрати на обслуговування і друк (тис.грн.)

Купівля	100	200	300	400	500	Витрати	
я	тис.ст.	тис.ст.	тис.ст.	тис.ст.	тис.ст.	и	
130,00	2,907	2,907	2,907	2,907	2,907	144,535	БФП
60,00	40,00	66,00	78,00	90,00	102,00	436,00	Принтер + сканер

Планується закупівля моделі МФУ M632z (J8J72A) серії LaserJet Enterprise Flow виробництва HP, який є продуктивним офісним МФУ з максимальною швидкістю друку до 61 сторінок в хвилину при якості 1200x1200 dpi. Пристрій має кілька лотків для подачі листів і підключається до мережі за допомогою гігабітного порту RJ-45. В наявності також роз'єми USB 2.0.

4.1.3.2 Закупівля лазерних принтерів формату А4

В інвестпрограмі 2021 передбачено закупівлю 31 шт. високопродуктивних лазерних принтерів (формату А4) за ціною 13,71 тис. грн. на загальну суму 425,01 тис. грн.

У 2021 році необхідно замінити частину парку друкуючих пристроїв, придбаних і введених в експлуатацію до 2009 року, оскільки подальше їх використання стає неможливим в зв'язку зі значною зношеністю основних вузлів та відсутністю запчастин.

В наведеній нижче таблиці показано принтери, які заплановано замінити у 2021 році:

Модель принтера	Кількість, шт.	Місцезнаходження (відділ)	Подальше застосування
Принтер HP Laser Jet 2410	7	Підрозділи центрального офісу та філій	Підлягає списанню
Принтер HP Laser Jet 3005	5	Підрозділи центрального офісу та філій	Підлягає списанню
Принтер HP Laser Jet 1020	4	Підрозділи центрального офісу та філій	Підлягає списанню
Принтер HP Laser Jet 1018	3	Підрозділи центрального офісу та філій	Підлягає списанню
Принтер HP Laser Jet 1015	3	Підрозділи центрального офісу та філій	Підлягає списанню
Принтер Canon-1210	8	Підрозділи центрального офісу та філій	Підлягає списанню
Принтер EPSON 300+	1	Підрозділи центрального офісу та філій	Підлягає списанню

Планується закупівля принтерів HP LJ Enterprise M507 [M507dn] з такими характеристиками:

- формат пристрою: А4;
- технологія друку: лазерна;
- кольори: монохромний;
- макс. роздільна здатність, dpi: 1200x1200;
- швидкість чорно-білого друку: 43 ст/хв;
- час виходу першої сторінки: 5.9 с;
- двосторонній друк: є;
- дротові інтерфейси: Gigabit Ethernet 10/100/1000T, високошвидкісний пристрій USB 2.0;
- навантаження на місяць: 7500 тис. ст.

4.1.3.3 Закупівля планшетів

В інвестпрограмі 2021 передбачено закупівлю 20 шт. планшетів за ціною 12,50 тис. грн. на загальну суму 250,00 тис. грн.

У зв'язку з автоматизацією процесу проведення обходів та оглядів ЕМ – 0,4-10 кВ із застосуванням модулів програмного комплексу АСТОР, а також для скорочення паперових носіїв в інвестпрограмі 2021 року планується закупити 20 шт. планшетів.

4.1.3.4 Закупівля маршрутизатора Mikrotik CRS328

4.1.3.5 Закупівля маршрутизатора Mikrotik RB3011UiAS-RM

4.1.3.6 Закупівля комутатора мережевого Mikrotik RB4011iGS

В інвестиційній програмі 2021 р. додатково передбачено закупівлю керованих POE комутаторів в кількості 21 шт. за ціною 9,80 тис. грн. на загальну суму 205,80 тис. грн., дротових мережевих маршрутизаторів в кількості 5 шт. за ціною 4,00 тис. грн. на загальну суму 20,00 тис. грн. та дротових мережевих POE маршрутизаторів в кількості 2 шт. за ціною 4,50 тис. грн. на загальну суму 9,00 тис. грн.

На даний час, на підприємстві проводяться роботи по перебудові архітектури локальної комп'ютерної мережі в частині забезпечення вимог інформаційної безпеки та захисту від стороннього впливу на процес управління технологічними об'єктами.

З цією метою, для забезпечення побудови відповідної інфраструктури інформаційної мережі управління технологічними об'єктами, планується закупівля керованих мережевих комутаторів та маршрутизаторів.

Такий підхід до формування правильної ієрархічної структури локальної комп'ютерної мережі на підприємстві, з використанням якісного та однотипного обладнання, дасть змогу уніфікувати методику налаштування структурних одиниць із застосування єдиних правил та дозволів для інформаційних потоків та дій по керуванню об'єктами електромереж.

Планується закупівля наступного обладнання:

1. Маршрутизатори Mikrotik CRS328-24P-45+RM (або його аналог)
2. Маршрутизатори Mikrotik RB3011UiAS-RM (або його аналог)
3. Комутатори мережеві Mikrotik RB4011iGS (або його аналог)

4.1.3.7 Закупівля блоків безперервного живлення

В інвестиційній програмі 2021 р. додатково передбачено закупівлю блоків безперебійного живлення з номінальною потужністю 1500 VA в кількості 41 шт. за ціною 2,80 тис. грн. на загальну суму 114,80 тис. грн.

Для забезпечення безперервного електроживлення вузлового мережевого обладнання підрозділів АТ у 2021 році є необхідність у придбанні блоків безперебійного живлення.

Розрахунок економічного ефекту проведено виходячи із наступних параметрів:

- зниження потенційних очікуваних збитків;
- отримання економічного ефекту від зменшення витрат на утримання працівників при ремонті та відновленні роботи обладнання.

Зниження потенційних очікуваних збитків розраховано як різниця між добутками збитку та величини збитку при старому та новому обладнанні відповідно. Внаслідок перенапруги та перерв в електропостачанні вартість пошкодженого обладнання становить ≈ 1000 грн.

Отримання економічного ефекту від економії заробітної плати працівників на ремонт та відновлення роботи обладнання розраховується, як середній час відновлення одним працівником робочого місця.

$T = 114,80 / (1,00 \text{ тис. грн.} * 41 \text{ шт.} + 41 \text{ шт.} * 10,50 \text{ тис. грн.} * 2 / 31) = 1,67 \text{ років,}$
де загальна кількість ББЖ – 41 шт., к-сть залучених працівників – 2 чол.,
заробітна плата працівника – 10,50 тис. грн., сукупна вартість ББЖ – 114,80 грн.

Планується закупівля ББЖ LogicPower 1500VA (або аналогічного типу).

4.2 Закупівля та модернізація прикладного програмного забезпечення, у т.ч.:

4.2.1 Інше програмне забезпечення

4.2.1.1 Придбання модулів та підсистем програмно-інформаційного комплексу АСТОР

В інвестпрограмі на 2021 рік передбачено закупівлю модулів програмно-інформаційного комплексу АСТОР на загальну суму 500.00 тис. грн. без ПДВ.

1. Модуль «Заявки на вивід обладнання в ремонт»

Модуль «Заявки на вивід обладнання в ремонт» призначений для підготовки та формування заявок на ремонт обладнання підприємства, передачу їх на розгляд(погодження) в Центральну диспетчерську службу (ЦДС) чи інші підрозділи, а також отримання відповідей на них.

Модуль передбачає кілька рівнів доступ:

- Майстер – користувач, який може лише створювати заявки.
- Головний інженер – користувач, який підписує заявки та після розгляду диспетчером дозволяє чи відхиляє їх.
- Диспетчер ОДГ – користувач, який опрацьовує заявку, та після дозволу головним інженером, здійснює вивід обладнання в ремонт та введення його у роботу. Для аварійних заявок передбачена можливість подання, підпису, опрацювання та дозволу заявок.
- Диспетчер ЦДС – користувач, який опрацьовує заявки на високовольтне обладнання.

При створенні заявки та її погодженні необхідно вносити наступну інформацію:

- Інформація про об'єкт (структурний підрозділ, диспетчерська назва об'єкту, диспетчерська назва обладнання(вибирається з бази даних обладнання, а для абонентських ДНО може бути внесено вручну));
- Основні дані заявки (номер заявки(генерується автоматично в межах одного року), дата створення, операція, причина, періодичність, тип, час аварійної готовності і при продовженні заявки номер і дата заявки, яка продовжується);
- Термін на який подається заявка(час і дата початку заявки та час і дата закінчення заявки);
- Дозволений час виводу обладнання в ремонт(час і дата початку виводу обладнання та час і дата закінчення виводу обладнання, стан споживачів);
- Фактична тривалість ремонту(відкриття заявки, час і дата початку ремонту, закриття заявки, час і дата закінчення ремонту чи відмітка роботи не проводились);
- Коментарі (текст коментаря, працівник, який створив коментар, дата коментаря).
- Стани роботи з заявкою, підрозділи до розгляду, фактично вимкнені ДНО.

На головній формі модуля передбачена можливість розміщення заявок по папках (нові, до підпису, передані у ОДГ, до дозволу, дозволені, відкриті, закриті та інші). Для зручності роботи кожний користувач самостійно може додавати заявки у папку «Обрані заявки» . Для візуального сприйняття заявок вони відзначаються кольором в залежності від актуального стану.

Передбачена закладка «Архів», у яку автоматично попадають всі відхиленні та закриті заявки.

У модулі наявний функціонал пошуку заявок за ДНО, номером, підрозділом, напругою, типом об'єкту та обладнанням.

Додатковим функціоналом модуля є:

- можливість експорту заявки у MS Word та переліку всіх заявок у MS Excel;
- можливість додавання сканованих документів чи типових бланків перемикачів;
- можливість з кожної заявки автоматично відображати схеми з графічно-інформаційного редактору;
- автоматично продовжувати заявку;
- можливість планування використання автотранспорту.

Заявка № 3269

Інформація про об'єкт:
 Власник об'єкту: ДП «Львівська Енергетична компанія»
 Диспетчерська назва об'єкту (ДНО): ПЛ-0,4 кВ Л-2 від КТП-24 с.Цуцилів

Основні дані Вивчені елементи ВМ

Обладнання

№	Шифр	Назва
1	ЛЕП	ПЛ-0,4 кВ Л-2 від КТП-24 с.Цуцилів

Основні дані:
 № заявки: 3269 Операція: Ремонт Причина:
 Дата: 01.06.2020 Періодичність: Щоденна Тип: Планова
 Заявка продовжує №: від 30.12.1899 Час аварійної готовності, год ЧАГ 1 Резерв техніків

Термін, на який подается заявка:
 Час і дата початку 09 : 00 17.06.2020 Час і дата закінчення 17 : 00 17.06.2020

Дозволений час виводу обладнання у ремонт:
 Час і дата початку 09 : 00 17.06.2020 Час і дата закінчення 17 : 00 17.06.2020

Стан споживача
 Тривалість ремонту:
 Час і дата початку 08 : 00 01.01.2013 Час і дата закінчення 17 : 00 01.01.2013

Відкрити заявку Закрити заявку Робота не виконувалась

Надвірнянський РЕМ(Майстер Надвірнянської ВДЕМ-2)

значч озор

Додаткова інформація: Сформував: Іроденко Лев Васильович Дата коментаря: 13:26 01.06.2020

Друк Файли Коментарі Робота з замовленням Коментар Закрити

Заявка створена користувачем: Іроденко Лев Васильович Актуальний стан: Заявка відправлена у ОДІ

2. Модуль «Розрахунок кількості умовних одиниць»

Модуль «Розрахунок кількості умовних одиниць» призначений для автоматичного розрахунку кількості умовних одиниць необхідних для планування основних показників виробничо-господарської діяльності операторів систем розподілу. Розрахунок проводиться на основі обладнання описаного у Графічно-інформаційному редакторі та вагових коефіцієнтів заданих у нормативному документі «Система умовних одиниць електричних мереж. СОУ-Н МЕН 40.13.0-37471933-43:2011». Модуль дозволяє здійснювати розрахунок для компанії в цілому, філії чи дільниці. Отримані результати можна роздрукувати згідно типових форм. На головній формі проекту передбачена можливість автоматичного порівняння двох результатів для оцінки змінити якісних показників.

Розрахунок кількості умовних одиниць

Район електричних мереж:

Дільниця:

Варіант розрахунку: по довжині ЛЕП по довжині прогону

Дата складання:

Використані матеріали:

№ п.п.	Найменування устаткування	Один. виміру	Кількість на од...	К-сть одиниць	Обсяг в у.о.
1	Лінії електропередавання (разом)	100км	14.72333		2292.19895
	Повітряні лінії електропередавання (разом)	100км	14.29639		2154.2679
1.1	ПЛ-110кВ (разом)	100км	0		0
1.1.1	- одноколові (метал)	100км	0	160	0
1.1.2	- одноколові (залізобетон)	100км	0	130	0
1.1.3	- двоколові (метал)	100км	0	190	0
1.1.4	- двоколові (залізобетон)	100км	0	160	0
1.1.5	- одноколові (дерево)	100км	0	180	0
1.2	ПЛ-35кВ (разом)	100км	0		0
1.2.1	- одноколові (метал)	100км	0	140	0
1.2.2	- одноколові (залізобетон)	100км	0	120	0
1.2.3	- двоколові (метал)	100км	0	180	0
1.2.4	- двоколові (залізобетон)	100км	0	150	0
1.2.5	- одноколові (дерево)	100км	0	170	0
1.3	ПЛ до 6-10кВ (разом)	100км	4.72606		519.8656
1.3.1	- одноколові (метал та залізобетон)	100км	4.72606	110	519.8656
1.3.2	- двоколові (метал та залізобетон)	100км	0	140	0
1.3.3	- одноколові (дерево на залізобетонних прист...	100км	0	140	0
1.3.4	- двоколові (дерево на залізобетонних приста...	100км	0	180	0
1.3.5	- одноколові (дерево)	100км	0	160	0
1.3.6	- двоколові (дерево)	100км	0	200	0
1.4	ПЛЗ до 6-10кВ (разом)	100км	0.00026		0.0208
1.4.1	- одноколові (метал та залізобетон)	100км	0.00026	80	0.0208
1.4.2	- двоколові (метал та залізобетон)	100км	0	100	0
1.4.3	- одноколові (дерево на залізобетонних прист...	100км	0	140	0
1.4.4	- двоколові (дерево на залізобетонних приста...	100км	0	180	0
1.4.5	- одноколові (дерево)	100км	0	160	0
1.4.6	- двоколові (дерево)	100км	0	200	0
1.5	ПЛ до 1кВ (разом)	100км	9.45223		1621.30479

Друк Експорт в Excel Зберегти Закрити

3. Модуль «Проекти розвитку мереж»

Модуль «Проекти» надає можливість накопичувати та систематизувати інформацію про проекти на реконструкцію та технічне переоснащення об'єктів електричних мереж, планувати включення об'єктів у інвестиційну програму.

Модуль «Проекти» забезпечує спільну роботу ВТВ,СРМ та філій над проектами, та надає можливість перегляду проектів іншим структурним підрозділам технічної дирекції.

Модуль «Проекти» містить наступні поля:

- Група полів для внесення загальної інформації про проекти: дата складання запису, номер запису, шифр проекту, назву структурного підрозділу, диспетчерська назва, назва проекту, опис проекту, довжина/км, тип проекту (заміна на самоутримний ізольований провід (СІП), розвантажувальне ТП (підстанція), тощо).
- Група полів для внесення інформації про розробку проекту: Виконавець, дата початку розробки, запланована дата закінчення, фактична дата закінчення розробки, вартість проекту, кошторисна вартість проекту, номер і дата наказу про затвердження, земельні питання, дата початку погодження проекту, запланована дата закінчення погодження проекту, фактична дата погодження проекту, економічний ефект та інші.
- Група полів для внесення інформації про реалізацію: вид реалізації (інвестиційна програма (ІП), технічні умови (ТУ), капітальний ремонт тощо), запланована дата реалізації, фактична дата реалізації, причина зміни дати реалізації.
- Група полів перелік обсягів робіт: назва роботи, характеристика, тип об'єкту, напруга, кількість.

У модулі наявний функціонал пошуку проектів по структурному підрозділу, диспетчерській назві, адресах тощо. Для кращого візуального сприйняття у головному вікні передбачено відображення кольором записів в залежності від етапу на якому знаходиться проект.

Додатковим функціоналом модуля є:

- можливість експорту даних у MS Excel.
- можливість автоматичного перенесення групи проектів на наступні роки в разі не включення їх в інвестиційну програму.
- можливість формування звітної інформації.

4.2.1.2 Закупівля ліцензій VMware vSphere Standard 7 версія

В інвестпрограмі на 2021 рік передбачено закупівлю ліцензій VMware vSphere Standard (7 версія) в кількості 1 шт. за ціною 153,2 тис. грн. без ПДВ.

Застосування технології в області побудови віртуальних систем (Virtualization) компаній VMWare і Microsoft (Server Hyper - V), які є перевіреними і надійними, потрібна ліцензія щоб з'явився доступ до скачування дистрибутивів для віртуалізації.

4.2.1.3 Закупівля ліцензій Microsoft ExchgStdCAL 2019 SNGL OLP NL UsrCAL

В інвестпрограмі на 2021 рік передбачено закупівлю ліцензій Microsoft ExchgStdCAL 2019 SNGL OLP NL UsrCAL в кількості 250 шт. за ціною 5,80 тис. грн. на загальну суму 1450,00 без ПДВ.

У зв'язку з технічним зносом сервера електронної пошти (використовується більше 6 років), його застарілими технічними характеристиками, та використанням програмного забезпечення, яке не дає можливості інтегрування з іншими інформаційними системами, і не забезпечує в автоматичному режимі актуальності даних, є необхідність перейти з застарілого ПЗ поштового сервера MDAemon Mail Serve на актуальніше ПЗ Microsoft Exchange Server — серверний програмний продукт для обміну повідомленнями і спільної роботи і інтегрувати його з Microsoft Active Director.

Для повноцінного використання можливостей нового ПЗ поштового сервера, необхідно придбати CAL ліцензії для клієнтів пошти (маємо 250, в загальному потрібно ~1300).

4.2.1.4 Придбання програмного забезпечення (Система ETRM для підтримки продажу електроенергії) для прогнозування закупівлі електроенергії

В інвестпрограмі на 2021 рік передбачено закупівлю програмного забезпечення (ПЗ) для прогнозування закупівлі електроенергії на загальну суму 3 816,50 грн (без ПДВ)

Основним завдання системи є організація торгівлі енергією і менеджменту ризиків, процесів і підтримуючої інфраструктури і технологій в межах різних Обленерго (Постачальники + DSO), з врахуванням діючого законодавства України і ЄС. Вони також описують відповідні ключі для бізнес-процесів і пов'язаних потоків даних. Всі вимоги бізнесу пов'язані з процесами. Процеси розділені на окремі діяльності. Діяльності пов'язані з функціональними описами системи ETRM. В результаті, опис функціональності системи ETRM складається з діаграм прецедентів, на яких показані актори і їх діяльність, попередні умови, форми вхідних даних для діяльності, при необхідності – процеси і очікувані результати з можливими варіантами, якщо вони налаштовані.

Система повинна підготувати клієнтів і надати інструменти для подальшого розвитку і стандартизації ринку електроенергії.

4.3.1 **Виготовлення проектів на створення захищеної технологічної мережі передачі даних та систем засобів захисту на підстанціях АТ "Прикарпаттяобленерго" філії "Центральна"**

В інвестиційній програмі 2021 р. додатково передбачено оплату за виготовлення робочого проекту та кошторисної документації на створення захищеної технологічної мережі передачі даних та систем засобів захисту на підстанціях АТ "Прикарпаттяобленерго" філії "Центральна" на загальну суму 762,26 тис. грн.

Використання автоматизованої системи диспетчерського керування (далі АСДК) для управління підстанціями АТ «Прикарпаттяобленерго», які є об'єктами критичної інфраструктури підприємства, вимагає забезпечення належної якості передачі даних з підстанцій до центру управління і назад та відповідного забезпечення кібербезпеки цього

процесу. Для вирішення цього завдання необхідно побудувати надійно захищені канали передачі даних (канали зв'язку) між підстанціями та філіями. Наявність таких каналів зв'язку також дасть можливість вирішити питання контролю доступу до обладнання підстанцій шляхом встановлення та запуску системи відеоспостереження, системами контролю доступу та охоронної сигналізації на підстанціях.

На території обслуговування філії «Центральна» знаходиться 19 підстанцій 10\35\110 кВ, які є географічно віддаленими від приміщення філії і кожна з яких потребує власної локальної мережі передачі даних (провідної чи безпровідної) з'єднаної з локальною мережею філії та центрального офісу. Функціональне наповнення окремих мереж (центрального офісу, філії, підстанція) підприємства різне. Однак у будь-якому випадку, завжди буде існувати потреба спільного використання загальних корпоративних ресурсів. Тому окремі віддалені фізичні локальні мережі підприємства (центрального офісу, філії, підстанція) потрібно об'єднувати в одну логічну розподілену корпоративну мережу (WAN).

Водночас потрібно не забувати, що корпоративні мережі та їх ресурси постійно перебувають під загрозою зараження шкідливим програмним забезпеченням та/або мережевої атаки. Цілі й завдання зловмисників можуть бути різними:

- отримання несанкціонованого доступу до інформаційних ресурсів та крадіжка даних;
- знищення й псування даних;
- порушення функціонування та доступності сервісу;
- отримання контролю та використання скомпрометованих систем для інших атак або як частини ботнет-мереж.

Способи деструктивних вторгнень можуть варіюватися від вірусів, надісланих електронною поштою, до експлуатації прихованої вразливості у публічних веб-сервісах. Джерелом загрози можуть бути не тільки професійні хакери та конкуренти, але також і власні співробітники. Оскільки фактично всі рівні мережевої інфраструктури можуть бути вразливими, існує велика кількість можливостей для здійснення різних атак.

Щоб нейтралізувати ці загрози, уникнути чи мінімізувати можливі збитки, необхідно впроваджувати відповідні механізми захисту та контролю доступу на всіх рівнях мережевої інфраструктури.

Для вирішення цих завдань планується розробити робочий проект та кошторисну документацію побудови мережі передачі даних з об'єктів до диспетчерського приміщення філії «Центральна» (м. Івано-Франківськ, вул. Максимовича, 7) з можливістю подальшої передачі цих даних до диспетчерського приміщення центрального офісу АТ «Прикарпаттяобленерго» (м. Івано-Франківськ, вул. Індустріальна, 34).

РОЗДІЛ 5.

«Впровадження та розвиток систем зв'язку»

5.1. Система зв'язку

5.1.1 Цифрові автоматичні телефонні станції

В інвестиційній програмі 2021 року передбачено кошти на програмно апаратний комплекс AVAYA AURA (2 шт) на суму 1770,0 тис. грн.

Для диспетчерського та виробничого телефонного зв'язку з філіями АТ «Прикарпаттяобленерго» використовує власні автоматичні телефонні станції, які знаходяться у філіях і з'єднані з АТС центрального офісу по потоках типу Е1. Кожна з них працює в автономному режимі і на даний час використала свій фізичний ресурс заявлений виробником. Зв'язок між ними здійснюється через центральну АТС, для чого використовуються додаткові канали зв'язку. Для ідентифікації філій використовуються унікальні коди, при однаковій нумерації виробничих підрозділів, що при об'єднанні філій спричинить незручності при наборі номерів підрозділу.

Довгострокове перспективне планування роботи засобів зв'язку АТ «Прикарпаттяобленерго» передбачає перехід до технологій VoIP на прикладних рішеннях Avaya, який забезпечить гнучкість та просту масштабування з широкими можливостями. Концепція, закладена раніше, при побудові телефонної мережі на базі обладнання AVAYA (телефонні станції Definity) дозволяє зберегти інвестиції. Впровадження VoIP на підприємстві не вимагає повної заміни існуючого обладнання (АТС). При апгрейді здійснюється заміна керуючого сервера з ліцензіями та шлюзів до останньої версії Avaya Aura Communication Manager R7 (у попередній класифікації R17). Всі плати портової ємності і телефонні апарати зберігаються для подальшого використання. Крім того, це єдине рішення, яке дозволяє будувати конвергентні мережі з використанням існуючих з'єднувальних ліній диспетчерського зв'язку, збереженням ємності аналогових портів і сполучних ліній.

На першому етапі передбачається здійснити модернізацію п'яти вузлових АТС - Definity версії R9 в кабінетному виконанні ESCC. Надалі можлива аналогічна модернізація АТС в наступних філіях і об'єднання всіх станцій по IP в корпоративну телефонну VoIP мережу. Одним з основних переваг рішень Avaya - можливість об'єднати всі АТС телефонної мережі в одну велику розподілену АТС. З точки зору капітальних інвестицій, клієнти Avaya частіше вибирають централізовану архітектуру в порівнянні з конкуруючими виробниками. Так, компанія купує більшу IP-АТС (в даному випадку модернізація центральної ЦАТС Definity проведена в 2014 році) і підключити до неї тисячі телефонів (до 360 000) в віддалених дільницях, в міру збільшення кількості абонентів вартість на термінал при цьому істотно знижується.

- «Програмно апаратний комплекс AVAYA AURA у філії». Даний захід необхідний у зв'язку із проведенням реорганізації структурних підрозділів АТ «Прикарпаттяобленерго» у І півріччі 2018 року. До 2018 року філії АТ були розташовані в районних центрах Івано – Франківської області і відповідно зв'язок було організовано від центрального офісу в м. Івано-Франківськ напряму до філій розташованих районних центрах. Після реструктуризації філій, для оперативної роботи всередині філій та із центральною оперативно диспетчерською службою, необхідно організувати зв'язок між районними центрами укрупнених філій в яких залишились виробничі дільниці.

В 2018 році підрядною організацією розроблено «Концепцію мультисервісної мережі АТ «Прикарпаттяобленерго» в якій детально розглянуто модернізацію телекомунікаційної мережі компанії, згідно проведеної реорганізації філій для забезпечення надійним та якісним зв'язком диспетчерські пункти ОДС та виробничі підрозділи з наданням додаткових сервісів. Згідно концепції роботи почались у 2019 році з модернізації АТС філії «Західна» і планується завершити в 2022 році :

Філія АТ	Розміщення офісу	Термін впровадження	Вартість впровадження	Стан Виконання
"Західна"	<i>Калуш</i>	2018-2019рр	804,1	виконано
	<i>Долина</i>			
	<i>Рожнятів</i>			
"Коломийська"	<i>Коломия район</i>	2020р	885,00	виконано
	<i>Коломия місто</i>			
"Південна"	<i>Надвірна</i>	2021р	885,00	2021 рік
	<i>Богородчани</i>			
	<i>Яремче</i>			
"Східна"	<i>Городенка</i>	2021р	885,00	2021 рік
	<i>Снятин</i>			
	<i>Тлумач</i>			
"Центральна"	<i>Івано-Франківськ</i>	2022р	885,00	2022рік
	<i>Лисець</i>			
"Північна"	<i>Галич</i>	2022р	885,00	2022рік
	<i>Рогатин</i>			
"Карпатська"	<i>Косів</i>	2022р	885,00	2022рік
	<i>Верховина</i>			
			6114,1	

Центральна АТС типу AVAYA AURA АТ «Прикарпаттяобленерго» організована на єдиній уніфікованій платформі що передбачає концентрацію всіх сервісів в центральному офісі і по своїх технічних характеристиках має можливість організації окремого абонентського виносу для укрупненої та географічно розділеної філії «Південна». На організацію абонентського виносу необхідно придбати обладнання на загальну вартість 885,0 тис. грн. без ПДВ.

«Програмно апаратний комплекс AVAYA AURA у філій» –885,0 тис.грн.без ПДВ:

При організації телекомунікаційної мережі філії «Північна» на обладнанні ПАТ «Укртелеком» застосовується наступний розрахунок:

-0,36 коп/год/каналокілометр;

24 – цілодобовий режим роботи;

365 – днів на рік;

50 – номерів;

$0,36 \times 24 \times 365 \times 50 = 157,68$ тис грн./рік

0,6 – коефіцієнт завантаженості каналу;

$157,68 \times 0,6 = 94,608$ тис грн/рік.

Термін окупності $885,0 / 94,608 = 9,4$ р.

№ п.п.	Найменування	Од. виміру	Кількість
1	<p>Керуючий комплекс VERSION 2 CONTROL UNIT Avaya:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Підтримка централізованого розгортання філіалу - Централізовані користувачі реєструються в Avaya Aura Session Manager та отримують послуги телефонії з сервера Avaya Aura Communication Manager - Отримання базових послуг телефонії від локального комплексу VERSION 2 CONTROL UNIT Avaya - Підтримка SIP-абонентів та аналогових абонентів в конфігурації централізованих користувачів - Підтримка до 384 абонентів на одному шлюзі - Сумісність з терміналами Avaya розташованими у центральному офісі (H.323 та SIP) - 2 порти для SD карт - 1 порт LAN - 1 порт WAN - 1 порт RS232 DTE - Монтаж у 19" шафу - Живлення 220В - Пасивне охолодження 	шт	1
2	<p>Плата цифрового інтерфейсу TRUNK CARD Avaya:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Підтримка до 30 каналів E1 - 8 каналів за замовчуванням, з додатковою активацією інших каналів - В залежності від території підтримка MFC T1, E1, E1R2 - Інтегрований CSU / DSU - Підтримка функції мобільності: керування мобільними викликами та клієнтами One-X Mobile 	шт	1
3	<p>Плата компресії голосу MC V2 Avaya:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Використання для VoIP викликів - До 128 каналів стиснення голос 	шт	1
4	<p>IP-телефон Avaya J169 з наступними характеристиками:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Багатолінійний телефон - 2,8 дюймовий монохромний дисплей - 8 клавiш зі світлодіодним підсвічуванням (червоний/зелений) - Чотири програмні клавiші - Навігаційні клавiші для доступу до історії дзвінків, повідомлень, контактів, гучномовця, гучності, бездротових навушників 	шт	8

	<ul style="list-style-type: none"> - 24 програмні клавіші - Підтримка широкосмугового аудіо - Повнодуплексний гучномовець - Подвійні порти Ethernet 10/100/1000 для підтримки сумісного ПК - Power over Ethernet Class 1 та підтримка 802.3az. - Підтримує SIP-AST для розширених функцій та інтеграції в оболонку уніфікованих комунікацій Avaya Aura - Підтримка TLS / SRTP для шифрування, · Налаштовується через веб-інтерфейс. 		
5	<p>IP-телефон J129 з наступними характеристиками:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Пристрій однолінійний, підтримує два одночасних дзвінка. - 2,3-дюймовий монохромний дисплей - 128 x 32 пікселів - Три контекстно чутливі програмовані «м'які клавіші» - Клавіші для навігації меню та для доступу інформації - Найвні функції, включаючи утримання виклику, передачу виклику, створення конференції, переадресацію, «паркування»/«відпаркування» викликів - Підтримує SIP-AST для розширених функцій та інтеграції в оболонку уніфікованих комунікацій Avaya Aura - Підтримується додатковий бездротовий модуль (J100) для підключення Wi-Fi® - Журнал останніх викликів (100 записів) / Список контактів (250 записів) - Вбудований регулятор збільшення гучності в телефоні для людей із вадами слуху - Клавіша відключення звуку - Подвійні порти Ethernet 10/100 для підтримки сумісного ПК - Power over Ethernet Class 1 та підтримка 802.3az. - Підтримка TLS / SRTP для шифрування, - Налаштовується через веб-інтерфейс. 	шт	42
6	<p>Інсталяція обладнання:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Вартість послуг повинна враховувати налаштування наступних сервісів : - Монтаж керуючого комплексу; - Перевірка та збереження інформації про існуючу конфігурацію АТС; - Планування конфігурації при впровадженні вносу; 	послуг а	1

	<ul style="list-style-type: none"> - Перенесення конфігурації на новий керуючий комплекс; - Ініціалізація центрального серверу ліцензування WebLM для вносу; - Генерація та встановлення ліцензій для компонентів вносу - Ініціалізація ПЗ керуючого комплексу вносу - Конфігурування медіа-серверів та шлюзів на ЦАТС для підключення вносу - Адміністрування абонентських робочих місць вносу на ЦАТС - Адміністрування процедур обробки вхідних дзвінків для вносу на ЦАТС - Адміністрування процедур обробки вихідних дзвінків для вносу на ЦАТС - Планування та адміністрування диспетчерської групи та інших груп обробки викликів - Тестування роботи вносу у зв'язці з ЦАТС - Ініціалізація ПЗ локальної роботи вносу для роботи при втраті зв'язку з ЦАТ - Адміністрування абонентських робочих місць вносу в режимі локального резервування - Адміністрування цифрового інтерфейсу вносу для роботи в режимі локального резервування - Адміністрування процедур обробки вхідних дзвінків для роботи в режимі локального резервування - Адміністрування процедур обробки вихідних дзвінків для роботи в режимі локального резервування - Адміністрування диспетчерської групи та інших груп обробки викликів в режимі локального резервування - Здача в промислову експлуатацію - Послуги мають надаватися фахівцями Виконавця, які сертифіковані компанією Avaya 		
--	--	--	--

Основні переваги програмно апаратного комплексу AVAYA AURA.

1. Зміна передбачає тільки заміну процесору на сервер керування, заміну програмного забезпечення та шлюзів (кабінетів). Всі плати портової ємності, телефонні апарати залишаються для використання в подальшому.
2. Підвищення надійності системи: дублювання керуючого комплексу.
3. Побудова неблокованої системи при збільшенні кількості цифрових ліній зв'язку або IP-транків. Підвищення кількості мереж портів з 2 до 3.
4. Готовність до впровадження функціональності VoIP.
5. Можливість використання нових моделей цифрових та IP-телефонів (в тому числі з сенсорними кольоровими екранами) та відео-телефонів.

6. Можливість організації конферен-зв'язку (в тому числі відео-) для всіх диспетчерів з використанням ресурсів ЦАТС.
7. Можливість об'єднання усіх АТС організації в одну розподілену АТС з єдиним центром керування та тарифікації.
8. Здійснення адміністрування АТС по локальній мережі.
9. Можливість підключення до операторів зв'язку по IP за допомогою SIP-транків, що зменшує собівартість підключення (не потрібні дорогі плати цифрового інтерфейсу).
10. Можливість підключення віддалених абонентів по IP з використанням або IP-телефонів, або програмних телефонів, або шлюзів (якщо необхідне підключення до зовнішніх ліній зв'язку).
11. Можливість використання смартфонів, як повноцінних абонентських терміналів ЦАТС.
12. За необхідністю збільшення надійності можливе використання додаткових блоків електроживлення (48VDC/220VAC), дублюючих плат медіаресурсів та плат сполучення з керуючим комплексом (критична надійність).
13. Підключення контакт-центру по IP до ЦАТС, що не потребує додаткових витрат на плати для організації каналів зв'язку.
14. Можливість в подальшому розгортання контакт-центру на базі ЦАТС та використання її функціональних можливостей агентами контакт-центру.
15. Використання нових шлюзів G430/G450/G650.
16. Розміщення в 19" стійку/шафу.
17. Використання існуючого кросу.
18. Гнучке збільшення портової абонентської ємності та ліній зв'язку.
19. Можливість мережевого розгортання систем аудіо-відео конференц-зв'язку, голосової пошти.
20. Балансування ресурсів.
21. Проста міграція до нових технологій: HDVideo, FlareExperience.
22. Захист інвестицій.
23. Спрощення адміністрування маршрутизації та плану нумерації.

Бізнес переваги:

Немає необхідності в заміні штату, як при розгортанні нових рішень.

Зменшення витрат за рахунок усунення невикористаної ємності і об'єднання каналів доступу.

Перехід на розподілене рішення Avaya, дозволяє продовжити роботу в гібридній середовищі, використовуючи наявні цифрові та аналогові термінали; таким чином, знижуються капітальні витрати на найдорожчу частину системи - апаратні IP-телефони.

Рішення від Avaya є найдешевшими в експлуатації за витратами праці.

Компанії, що мають багато мобільних співробітників, можуть виключити витрати на дорогий роумінг шляхом перемикавання мобільних з'єднань на опорну IP-мережу компанії (дзвінок здійснюється на місцевий номер і маршрутизується з IP-АТС через корпоративну глобальну мережу).

Системи уніфікованих повідомлень дозволяють співробітникам легко читати голосові повідомлення (наприклад, сидячи на нараді) або прослуховувати повідомлення електронної пошти (наприклад, перебуваючи за кермом автомобіля).

Використання VOIP і уніфікованих комунікацій для підтримки дистанційної роботи може бути важливою складовою екологічних ініціатив компанії, так як сприяє скороченню кількості автомобілів на дорогах.

Запропонована архітектура надає практично необмежені можливості по розширенню.

Опції резервування включають підтримку «високої доступності» системи.

Використовуючи Avaya Communication Manager, сервер надає структурний елемент для гнучкого, високо надійного рішення, що відповідає широкому спектру завдань телефонії. Це дозволяє рухатися в сферу IP телефонії і конвергентних мереж передачі голосу / даних / відео,

зберігаючи всі функції і додатки розроблені Avaya в області корпоративних голосових комунікацій.

Програмне забезпечення AVAYA AURA, дає можливість користувачам гнучко налаштувати систему голосового зв'язку, вибираючи більш ніж з 700 функцій. Деякі з цих функцій наведені нижче і згруповані по типу:

Функції користувача:

Ідентифікація внутрішнього абонента. На цифровому апараті з дисплеєм висвічуються номер та ім'я внутрішнього абонента.

Короткий номер. Внутрішні номери абонентів можуть містити від 2-х до 13-ти цифр. Поєднання виробляється без набору будь-яких додаткових кодів.

Перевод виклику (Call Transfer). Дозволяє користувачеві перевести виклик на інший внутрішній або зовнішній номер.

Повернення переведеного виклику (Call transfer recall). Забезпечує збереження і повернення переведеного внутрішнього виклику, якщо адресат, на кого був переведений виклик, не відповів на нього протягом певного проміжку часу.

Групи пошуку незайнятого абонента (Hunt Group). Ця функція визначає один з основних алгоритмів внутрішньої маршрутизації вхідного дзвінка. Групі абонентів присвоюється певний номер. Після виклику за даним номером станція знаходить вільного абонента групи. Пошук проходить лінійно (в порядку збільшення порядкового номера, починаючи з першого) або циклічно (цей алгоритм дозволяє рівномірно розподілити навантаження на абонентів в групі).

Перехоплення виклику, що приходить на інший телефон (PickUp). Виклик, який прийшов на телефон, може бути перехоплений з іншого апарату. Ця функція активізується користувачем зі свого телефону шляхом набору відповідного коду функції, натискання функціональної клавіші або вибору за назвою на екранному меню системного телефону. Адміністратором задається група абонентів, всередині якої працює перехоплення. Як правило, в групу включаються абоненти, що знаходяться в межах чутності дзвінка. Можливість перехоплення виклику з конкретного телефону незалежно від груп розбиття (Direct PickUp).

Паркування виклику з подальшим його зняттям з будь-якого телефону (Call Park). Функція включається користувачем зі свого телефону шляхом набору коду функції, натискання функціональної клавіші або вибору за назвою на екранному меню системного телефону. Запаркований виклик ставиться на особливий тип утримання, при якому ні на одному телефоні не виникає відповідна індикація. Такий виклик може бути взятий з будь-якого телефону. Якщо виклик залишається в режимі паркування довше визначеного часу, він повертається на телефон, з якого була зроблена парковка.

Автоматичне пересилання всіх викликів на будь-який заданий користувачем номер (Forward). Чи включається і скасовується користувачем зі свого телефону шляхом набору коду функції, натискання функціональної клавіші або вибору за назвою на екранному меню. Номер, на який можуть переадресовуватися дзвінки, може бути внутрішнім номером системи або міським номером.

Автоматичне пересилання дзвінка на телефони підстраховки (Call Coverage). Для кожного абонента адміністратором системи можуть бути призначені кілька телефонів (до 6), на які буде переходити виклик в разі, якщо абонент протягом заданого часу не відповів на нього. Умовою переходу виклику може бути також зайнятість телефону. Телефони підстраховки можуть бути об'єднані в групу і дзвонити одночасно.

Постановка виклику на утримання (Hold). Дозволяє користувачам терміналу, перервавши на час одна розмова, зробити другий, а потім повернутися до початкового виклику або підключитися з іншого мовного терміналу. Під час очікування абонент може прослуховувати музику або заздалегідь записане голосове повідомлення. Якщо лінія знаходиться в стані утримання більше певного часу, система сигналізує про це користувачеві терміналу спеціальним сигналом.

"Нетурбувати" (Do Not Disturb). Ця функція активізується користувачем зі свого телефону шляхом набору відповідного коду, натискання функціональної клавіші або вибору функції за назвою на екранному меню системного телефону. При дзвінку на телефон, на якому включена дана функція, який подзвонив в залежності від програмування буде переведений на інший

телефон, йому буде програно оголошення і запропоновано залишити голосове повідомлення або він почує сигнал «зайнято».

Повтор останнього набраного номера (Redial). Дозволяє одноразово набрати останній номер для виклику. Багаторазового набору «автодозвону» не здійснює.

Набір за ім'ям (Dial by Name). Дозволяє зателефонувати абоненту, набравши ім'я, під яким extension зареєстрований в системі.

Конференц-зв'язок (Conferencing Enhanced). Додається режим meet-me - підключення до існуючої конференції набором внутрішнього номера і можливість організатору в будь-який момент відключити від конференції будь-якого його учасника.

Списки номерів скороченого набору. Кожен абонент системи може користуватися трьома списками номерів скороченого набору. Існують наступні списки номерів:

системний (один на всю систему), в який заносяться номери, які використовуються усіма (чи багатьма) абонентами;

груповий, який містить номери, часто використовувані певною групою абонентів;

персональний, який закріплений за конкретним абонентом;

розширений (спеціалізований список, яким розширено обсяг системного списку).

Доступ до списків номерів скороченого набору здійснюється за допомогою коду доступу до функції або призначеної кнопки системного телефону.

Внутрішній гучномовний зв'язок (Paging). Ця функція дозволяє робити гучне оповіщення на динаміки системних телефонів. Користувачі системних апаратів можуть бути розподілені в групи оповіщення. При наборі номера групи оповіщення включаються гучномовці на системних телефонах цієї групи і всі користувачі чують повідомлення.

Автоматичний набір номера при піднятті трубки (Hot Line). Функція призначена для аналогового апарату (наприклад, встановленого на прохідній для зв'язку з підрозділом міліції). Адміністратором визначається номер, який буде автоматично набиратися при піднятті трубки.

Звукове сповіщення і можливість відповісти на другий дзвінок, що приходить на однолінійний (аналоговий) телефон (Call Waiting). Функція призначена для однолінійних телефонів і дозволяє абоненту відповісти на другий виклик. Під час розмови в момент появи другого виклику абонент чує тональний сигнал. Викликаний має можливість поставити перший виклик на утримання і прийняти другий.

Віддалений доступ (Remote Access). Функція дає уповноваженому співробітнику, що дзвонить по зовнішній лінії, доступ до використання функцій і сервісних можливостей системи.

Віддалений абонент (Telecommuting). Після авторизації на керуючому комплексі абонент мережі загального користування стає повноправним абонентом. Так, його номер може входити в Hunt group і вставлятися в шляху Coverage. Віддалений абонент постійно підключений до керуючого комплексу.

Внутрішній абонент GSM (EC500). Програмне забезпечення інтеграції АТС зі мережами стільникового зв'язку. Мобільний термінал стандартів TDMA, CDMA або GSM може стати повноправним абонентом станції і, отже, мати короткий номер, стати членом ACD-групи, Hunt-групи, PickUp-групи, користуватися єдиною голосовою поштою та використовувати AVAYA AURA для міжміських і міжнародних викликів. Такий абонент адмініструється як звичайний абонент X-station mobility і дозволяє прописати один внутрішній номер станції на провідний термінал, бездротовий термінал DECT і стільниковий телефон, при цьому під час надходження виклику сигнал з'явиться на всіх цих апаратах. Відповідно, якщо абонент знаходиться на робочому місці - він знімає трубку проводового телефону, якщо в офісі не на робочому місці - то використовує бездротовий термінал DECT, а якщо на переговорах в іншому кінці міста - то розмовляє по телефону стільникового зв'язку.

Різні типи дзвінкового сигналу. Ця функція допомагає користувачам розпізнавати різні типи вхідних викликів (внутрішній, зовнішній, пріоритетний, виклик оператора).

Набір номера без підняття трубки (On-hook dialing). При такому наборі на апараті автоматично включається гучний зв'язок. Після набору номера, можливо вести розмову, коли слухавку піднято.

Автоматичний виклик. Дозволяє на цифровому апараті набирати номер одним натисканням кнопки, запрограмованої на цей номер.

Програмований будильник. Користувач зі свого апарату може встановити час, дзвінка;
Набір персональних звукових сигналів цифрового апарату, що задаються користувачем.
Тональний і імпульсний набір номера. AVAYA AURA підтримує обидва способи набору номера на аналоговому телефоні.
Перевизначення користувачем телефону свого внутрішнього номера при зміні фізичного порту, при перемиканні на іншу розетку (ТТ).
Організація вхідного зв'язку
Автоматична зміна маршруту викликів в залежності від часу доби і дня тижня.
Автоматичний розподіл викликів (ACD).
Автоматичний секретар (Announcement). Той, хто подзвонив абонент може прослухати записане раніше вітальне або інформаційне повідомлення.
Тональний донabor (Call prompting). Той, хто подзвонив абонент може донaborом цифр в тональному режимі набрати внутрішній номер потрібного йому абонента, номер рахунку, пароль і т.д. у відповідь на запрошення системи.
Векторна обробка викликів (Call vectoring). Комбінація голосових повідомлень і режимів донaborа дозволяють будувати сценарій обробки виклику у вигляді меню (векторів). Кожен вектор може містити безліч кроків (команд - наприклад: «програти вітання», «отримати набрану цифру», «програти вітання», «отримати набрану цифру», за умовою перейти до якогось іншого кроку або перевести дзвінок на певний внутрішній номер, і т.д.). Оскільки один вектор може посилатися на інший, то загальна кількість кроків по обробці конкретного виклику може бути дуже велике.
Прямий дозвон абоненту станції набором його міського номера (DID).
Прямий дозвон абоненту станції донaborом його внутрішнього номера (DISA). Використовується функція Call prompting.
Серійні номери. Станція перевіряє активний або вільний статус внутрішніх номерів в одній або в декількох впорядкованих групах. Якщо всі елементи груп обслуговують виклики, виклик може направлятися до іншої групи або, при наявності черги, очікувати в черзі доступу до елементу групи.
Режим нічного сервісу. У режимі нічного сервісу всі вхідні дзвінки направляються на внутрішні і зовнішні номери відповідно до визначеного "нічним" алгоритмом (наприклад, частина дзвінків переводиться на автовідповідач).
Автоматичне перемикання зовнішніх ліній на заздалегідь призначені аналогові апарати в разі вимкнення електроживлення системи (Emergency Transfer).
Постановка абонента в чергу. Якщо апарат абонента зайнятий, що надходять до нього вхідні дзвінки ставляться в чергу. Із звільненням абонент буде приймати ці дзвінки відповідно до встановлених пріоритетів.
Музичний супровід при постановці лінії на утримання (Music on Hold). Забезпечує передачу тонального або музичного сигналу абоненту, виклик якого знаходиться на утриманні, чекає черги, "припаркований" або обробляється вектором, а також для переадресуемого виклику по сполучної лінії. Музичний сигнал дозволяє очікує абоненту бути впевненим в тому, що з'єднання ще діє.
Організація вихідного дзвінка
Призначення заборон і обмежень на здійснення дзвінків (COR, COS). Гнучка структура даної функції дозволяє привласнити кожному абоненту системи унікальний тип обмежень на здійснення дзвінків (COR) (обмеження на міську, міжміський і міжнародний зв'язок) і доступ до сервісними можливостями (COS), легко розподіляти між абонентами можливості і ресурси телекомунікаційної системи.
Авторизаційні коди. За допомогою даної функції користувач може подолати заборону на набір певних номерів (наприклад, міжміських), призначений на його апарат. Авторизаційний код запитується системою кожен раз, коли абонент здійснює заборонений йому за пріоритетом набір номера. Авторизаційний код відбивається в тарифікаційному листі.
Вихід на лінію за допомогою набору коду (TAC). Використовуючи цю функцію, користувач має можливість самостійно вибрати лінію, минаючи автоматичну маршрутизацію. Персональні лінії. Використання певної зовнішньої лінії закріплено за конкретним телефонним апаратом.

5.1.2 Модернізація наявних видів зв'язку (радіо, високочастотні, радіорелейні тощо)

Організація зв'язку для передачі даних з ПС

В інвестиційній програмі 2021 року передбачено будівництво каналів передачі даних з ПС за технологією ВОЛЗ на суму 3533,95 тис. грн.

Переваги ВОЛЗ:

Передача інформації по ВОЛЗ має цілий ряд переваг над передачею по мідному кабелю. Стрімке впровадження в інформаційні мережі оптичних ліній зв'язку є наслідком переваг, які впливають з особливостей поширення сигналу у оптичному волокні.

Широка смуга пропускання обумовлена надзвичайно високою частотою несучої 1014 Гц. Це дає потенційну можливість передачі по одному оптичному волокні потоку інформації в декілька терабіт в секунду. Велика полоса пропускання – це одна з найбільш важливих переваг оптичного волокна над мідним чи будь-яким середовищем передачі інформації.

Мале затухання світлового сигналу у волокні. Промислове оптичне волокно, що виготовляється на даний час вітчизняними і закордонними виробниками, має затухання 0,2-0,3 дБ на довжині хвилі 55 мкм в розрахунку на один кілометр. Мале затухання і невелика дисперсія дозволяють будувати ділянки ліній без ретрансляції протяжністю до 100 км і більше.

Низький рівень шумів у волоконно-оптичному кабелі дозволяє збільшити смугу пропускання шляхом передачі різної модуляції сигналів з малою надлишковістю коду.

Висока перешкодостійкість. Оскільки волокно виготовлено з діелектричного матеріалу, воно нечутливе до електромагнітних перешкод зі сторони навколишніх мідних кабельних систем і електротехнічного обладнання, яке здатне індукувати електромагнітне випромінювання (лінії електропередачі, електрорушійні установки і т. д.). В багато волоконних кабелях також не виникають проблеми перехресного впливу електромагнітного випромінювання, яке властиво багато парним мідним кабелям.

Мала вага і об'єм. Волоконно-оптичні кабелі (ВОК) мають меншу вагу і об'єм в порівнянні з мідними кабелями в розрахунку на одну и ту же пропускну здатність. Наприклад, 900-парний телефонний кабель діаметром 7,5 см, може бути замінений одним волокном з діаметром 0,1 см. Якщо волокно "одіти" в сукупність захисних оболонок і покрити сталлю стрічкою бронею, діаметр такого ВОК буде 1,5 см, що в кілька раз менше телефонного кабелю, що розглядається.

Висока захищеність від несанкціонованого доступу. Оскільки ВОК практично не випромінює в радіодіапазоні, то інформацію, яка по ньому передається, трудно підслухати, не порушуючи прийому-передачі. Системи моніторингу (безперервного контролю), цілісності оптичної лінії зв'язку, використовуючи властивості високої чутливості волокна, можуть моментально відключити канал зв'язку, що «ламається», і подати сигнал тривоги. Сенсорні системи, які використовують інтерференційні ефекти поширюваних світових сигналів (як по різних волокнах, так і різної поляризації) мають дуже високу чутливість до коливань та значних перепадів тиску. Такі системи особливо необхідні при створенні ліній зв'язку, що передбачають підвищені вимоги до захисту даних..

Гальванічна розв'язка елементів мережі. Дана перевага оптичного волокна полягає в його ізоляційній властивості. Волокно допомагає уникнути електричних "земельних" петель, які можуть виникати, коли два мережеві пристрої неізолюваної обчислювальної мережі, які зв'язані мідним кабелем, мають заземлення в різних точках приміщення, наприклад на різних поверхах. При цьому може виникнути велика різниця потенціалів, що може пошкодити мережеве обладнання. Для волокна цієї проблеми просто не існує.

Вибухо- і пожежобезпека. Із-за відсутності іскроутворення оптичне волокно підвищує безпеку мережі на підприємстві при обслуговуванні технологічних процесів підвищеного ризику.

Економічність ВОК. Волокно виготовлене з кварцу, основу якого складає двоокис кремнію, який широко розповсюджений, а тому недорогого матеріалу, на відміну від міді. На даний час вартість волокна по відношенню до мідної пари співвідноситься як 2:5. При цьому ВОК дозволяє передавати сигнали на значно більші відстані без ретрансляції. Кількість

повторювачів на протяжних лініях скорочується при використанні ВОК. При використанні солітонних систем передачі досягнуто дальність в 4000 км без регенерації (тобто тільки з використанням оптичних підсилювачів на проміжних вузлах) при швидкості передачі вище 10 Гбіт/с.

Тривалий термін експлуатації. З часом волокно зазнає деградації. Це означає, що загасання сигналу в прокладеному кабелі поступово зростає. Однак, завдяки досконалості сучасних технологій виробництва оптичних волокон, цей процес значно знижений, і термін служби ВОК складає приблизно 25 років. За цей час може змінитися декілька поколінь/стандартів приймально-передаючих систем.

В 2011- 2019 році організовано мережу передачі даних з ПС 35-110 кВ філій «Надвірнянський РЕМ», філій «Калуський РЕМ», «Городенківський РЕМ», «Снятинський РЕМ» філій «Богородчанський РЕМ» по технології радіозв'язку.

Будівництво ВОЛЗ АТ «Прикарпаттяобленерго» до 2017 року здійснювалось господарським та підрядним способом за кошти операційного бюджету, здебільшого на невеликих ділянках до 3 км. Переконавшись у цьому перспективному напрямку з точки зору ефективності та доцільності будівництва ВОЛЗ в 2017 році підрядною організацією розроблено «Техніко економічне обґрунтування корпоративної системи диспетчерсько- технологічного зв'язку АТ «Прикарпаттяобленерго», в якому розглянуто сучасні технології побудови мережі передачі даних з ПС компанії, як єдиної цілісної мережі. В ТЕО розглядаються варіанти організації зв'язку між РЕМ та підстанціями філії (“остання миля”). Також детально обстежено три райони області: гірський, рівнинний та з пересічною місцевістю, на основі яких прораховано необхідну кількість обладнання та матеріалів для організації передачі даних по всіх філіях компанії. Оптимальним вибором організації зв'язку з ПС є будівництво волоконно - оптичних ліній зв'язку між філією та ПС району з використанням керованих комутаторів. Проектована мережа базується на будівництві власних розгалужених волоконно-оптичних ліній зв'язку до ПС. ВОЛЗ максимально забезпечить потреби всіх виробничих підрозділів компанії в обміні передачі даних з ПС 35-110 кВ від усіх виконавчих пристроїв та забезпечить віддалений доступ до керування та моніторингу.

Згідно плану впровадження автоматизованої системи керування технологічними процесами(АСК ТП) в АТ «Прикарпаттяобленерго» розроблено та затверджено «Програму розвитку телекомунікаційних каналів зв'язку з ПС АТ «Прикарпаттяобленерго» протягом 2018-2021» що є І етапом будівництва ВОЛЗ. Будівництво виконується згідно графіку.

В 2020 році збудовано 37,8 км ВОЛЗ з них:

- 24,1 км за кошти Інвестпрограми;
- 13,7 км за кошти операційного бюджету.

Загальна довжина волоконно-оптичних ліній зв'язку які перебувають на балансі АТ «Прикарпаттяобленерго» становить 324,8 км.

Волоконно-оптичними лініями зв'язку з'єднано 39 ПС 35-110 кВ із 129 що становить 30,23% які знаходяться на обслуговуванні компанії.

В 2021 році планується організувати канали зв'язку до диспетчерського пункту ОДГ «Рогатинської СЕЕМ» з ПС району за технологією волоконно-оптичних ліній зв'язку.

Загальною довжиною **54,04 км**

забезпечить додатково високошвидкісну технологічну мережу до ПС, яка, крім передачі телеметричної інформації, забезпечить додаткові сервіси (голосовий зв'язок, дистанційне налаштування пристроїв релейного захисту, охоронну систему, контроль доступу). На організацію будівництва каналів зв'язку з ПС необхідно кошти на загальну вартість **3533,95 тис. грн без ПДВ.**

Будівництво ВОЛЗ(технологічна мережа)

Волоконно оптичні лінії зв'язку СЕЕМ - ПС 110/35/10/6 кВ ("остання миля")

Район	Довжина ВОЛЗ, загальна(км)	Довжина ВОЛЗ, побудована(км)	Вартість тис. грн		Стаття витрат		Рік будівництва
			Профінансовано (тис. грн)	Заплановано (тис. грн)	Інвестиційна програма(тис. грн)	Операційний бюджет (тис. грн)	
Верховина РЕМ	27,3	27,3	1615,9		1024,0	291,90	2018
ПС 110/35/10 "Долина"	10,7	10,7	633,3		633,3		2018
Тлумч РЕМ	79,6	79,6	4116,5		2803,6	1312,80	2018/2019
Галич РЕМ	55,1	43,0	3465,8	594,7		3465,80	2019/2020
Рожнятів РЕМ	27,9	27,9	1826,0	2315,2	1577,5	248,52	2020
Рогатин РЕМ	72,0	3,4		4708,8	3534,0	1177,20	2021
Долина РЕМ	44,7	11,8		2923,4			2021
Снятин РЕМ	56,0	7,8		3662,4			2021
Городенка РЕМ	64,3	2,6		4205,2			2022
Івано-Франківськ РЕМ	44,0	5,6		2877,5			2022
Калуш РЕМ	79,0	6,4		5166,5			2023
Коломия РЕМ	153,0	0,0		10006,2			2023
Коломия МРЕМ	46,0	4,2	264,0	3008,4		264,10	2019,2023
Яремче РЕМ	45,0	0,8		3008,4			2024
Богородчани РЕМ	65,0	12,2		4251,0			2024
Лисець РЕМ	76,0	14,7		4970,4			2025
Надвірна РЕМ	52,0	5,2		3400,8			2026
Всього	997,58	263,18	11921,52	52189,2	9572,4	6760,32	

Будівництво каналів передачі даних з ПС за технологією ВОЛЗ

Згідно комерційної пропозиції ПрАТ «ДАТАГРУП» для організації каналів передачі даних з використанням сучасного супутника КА – SAT.

Інсталяція, активація супутникової станції -5 000,00 грн (одноразовий платіж);

Щомісячна вартість:

Ціна динамічної спільної супутникової смуги передачі даних 1 Мбит/с* – 1100грн/ міс., за один канал передачі даних;

Оренда супутникового обладнання – 320грн./міс.

$1100+320=1420$ грн/міс;

1420 грн x 12 міс= 17040,0грн/рік;

Необхідно організувати мінімум три канали передачі даних (SCADA, АСКОВЕ, голосовий канал зв'язку, передача сигналів релейного захисту, охоронна сигналізація)

4 кан x17040, 0грн = 68160,00 грн/рік

Планується в 2021 році побудувати ВОЛЗ між 6 ПС

Тоді загальна вартість орендованих каналів = $68460,00$ x 6= 408960,00 грн/рік;

Вартість будівництва ВОЛЗ на 6 ПС становить 3533,95 тис грн ;

Термін окупності: $3533950,00$ грн / $408960,00$ грн за рік = 8,64 роки

5.1.3 Інші заходи, в рамках впровадження та розвитку систем зв'язку

5.1.3.1 Прокладання ВОЛЗ

В інвестиційній програмі на 2021 рік додатково передбачено концептуальний проект модернізації РРЛ на суму 914,20 тис.грн.

АТ «Прикарпаттяобленерго» до 2017 року здійснювалось господарським та підрядним способом за кошти операційного бюджету, здебільшого на невеликих ділянках до 3 км.

Переконавшись у цьому перспективному напрямку з точки зору ефективності та доцільності будівництва ВОЛЗ в 2017 році підрядною організацією розроблено «Техніко економічне обґрунтування корпоративної системи диспетчерсько- технологічного зв'язку АТ «Прикарпаттяобленерго», в якому розглянуто сучасні технології побудови мережі передачі даних з ПС компанії, як єдиної цілісної мережі. В ТЕО розглядаються варіанти організації зв'язку між РЕМ та підстанціями філії ("остання миля"). Також детально обстежено три райони

області: гірський, рівнинний та з пересічною місцевістю, на основі яких прораховано необхідну кількість обладнання та матеріалів для організації передачі даних по всіх філіях компанії. Оптимальним вибором організації зв'язку з ПС є будівництво волоконно - оптичних ліній зв'язку між філією та ПС району з використанням керованих комутаторів. Проектована мережа базується на будівництві власних розгалужених волоконно-оптичних ліній зв'язку до ПС. ВОЛЗ максимально забезпечать потреби всіх виробничих підрозділів компанії в обміні передачі даних з ПС 35-110 кВ від усіх виконавчих пристроїв та забезпечить віддалений доступ до керування та моніторингу.

Згідно плану впровадження автоматизованої системи керування технологічними процесами(АСК ТП) в АТ «Прикарпаттяобленерго» розроблено та затверджено «Програму розвитку телекомунікаційних каналів зв'язку з ПС АТ «Прикарпаттяобленерго» протягом 2021-2026» що є I етапом будівництва ВОЛЗ. Будівництво виконується згідно затвердженого графіку.

В 2021 році планується додатково організувати канали зв'язку між диспетчерським пунктом ОДГ «Рогатинської СЕЕМ» та філією «Північна» побудувавши ВОЛЗ між ПС 35/10 кВ «Рудка» та ПС 35/10 кВ «Конюшки», таким чином буде об'єднано прямими каналами зв'язку два географічні райони з єдиним центром керування диспетчерському пункті ОДГ філії «Північна». А також побудувати ВОК між ПС 110/35/6 кВ «Долина» та ПС 35/10 кВ «Надіїв». Для цього необхідно прокласти ВОЛЗ загальною довжиною довжиною 17,58 км.

Що забезпечить додатково високошвидкісну технологічну мережу до ПС, яка, крім передачі телеметричної інформації, забезпечить додаткові сервіси (голосовий зв'язок, дистанційне налаштування пристроїв релейного захисту, охоронну систему, контроль доступу).

На організацію будівництва каналів зв'язку з ПС необхідно кошти на загальну вартість **1147,97 тис. грн без ПДВ.**

Волоконно оптичні лінії зв'язку СЕЕМ - ПС 110/35/10/6 кВ ("остання миля")

Район	Довжина ВОЛЗ, загальна(км)	Довжина ВОЛЗ, побудована(км)	Вартість тис. грн		Стаття витрат		Рік будівництва
			Профіансовано (тис. грн)	Заплановано (тис. грн)	Інвестпрограма(тис. грн)	Операційний бюджет (тис. грн)	
Верховина РЕМ	27,3	27,3	1615,9		1024,0	291,90	2018
ПС 110/35/10 "Долина"	10,7	10,7	633,3		633,3		2018
Тлумач РЕМ	79,6	79,6	4116,5		2803,6		2018/2019
Галич РЕМ	55,1	43,0	3465,8	594,7		3465,80	2019/2020
Рожнятів РЕМ	27,9	27,9	1826,0	2315,2	1577,5	248,52	2020
Рогатин РЕМ	72,0	3,4		4708,8	4631,0		2021
Долина РЕМ	44,7	11,8		2923,4			2021
Снятин РЕМ	56,0	7,8		3662,4			2021
Городенка РЕМ	64,3	2,6		4205,2			2022
Івано-Франківськ РЕМ	44,0	5,6		2877,6			2022
Калуш РЕМ	79,0	6,4		5166,6			2023
Коломия РЕМ	153,0	0,0		10006,2			2023
Коломия МРЕМ	46,0	4,2	264,0	3008,4		264,10	2019,2023
Яремче РЕМ	45,0	0,8		3008,4			2024
Богородчани РЕМ	65,0	12,2		4251,0			2024
Лисець РЕМ	76,0	14,7		4970,4			2025
Надвірна РЕМ	52,0	5,2		3400,8			2026
Всього	997,58	263,18	11921,52	52189,2	10669,4	5583,12	

5.1.3.2 Робочий проект будівництва ВОК з ПС

В інвестиційній програмі на 2021 рік додатково передбачено розробка 16 робочих проектів ВОЛЗ на суму 416,00 тис.грн.

Для продовження будівництва технологічної мережі та корпоративної мережі зв'язку АТ «Прикарпаттяобленерго» необхідно розробити робочі проекти по яких буде здійснено будівництво ВОЛЗ в наступних періодах. Будівництво ВОЛЗ відбувається по затвердженому план-графіку та включено до концепції розвитку АТ «Прикарпаттяобленерго».

В 2021 році планується розробити 16 робочих проектів на загальну довжину 166 км ліній. Ділянки, по яких планується розробка робочих проектів, є різною від 3 до 18 кілометрів.

Середня вартість проекту складає 26,0 тис.грн. По кожній ділянці складено кошторис в яких вказана конкретна вартість окремих ділянок.

В 2021 році планується виконати наступні проекти :

№ п/п	Назва ділянки	Орієнтовна довжина(км)	Вартість згідно кошторису,грн
1	ПС 35/10 кВ «Поточище» - ПС 35/10 кВ «Чернелиця»	16	40407,59
2	ПС 35/10 кВ «Вербівці» - ПС 35/10 кВ «Гвіздець»	14	34871,55
3	ПС 35/10 кВ «Стецева» - ПС 35/10 кВ «Шевченково»	18	44170,5
4	ПС 35/10 кВ «Шевченково» - ПС 35/10 кВ «Трофанівка»	10	24891,94
5	ПС 35/10 кВ «ТП ГЕС» - ПС 35/10 кВ «Будилів»	8	20039,39
6	ПС 35/10 кВ «Будилів» - ПС 35/10 кВ «Джурів»	15	37283,36
7	ПС 35/10 кВ «Трофанівка» - ПС 35/10 кВ «Заболотів»	9	22404,97
8	ІФ СЕЕМ- ПС 110/10 кВ "Вовчинець"- ПС 110/35/10 "Опорна"	11	27500,28
9	Коломия МСЕЕМ - ПС 35/10 кВ «Металозавод»	3	7460,88
10	ПС 35/10 кВ «Н. Вербіж» - Коломия мСЕЕМ	3	7460,88
11	ПС 35/10 кВ «Печеніжин» - ПС 35/10 кВ «Н. Вербіж»	10	24891,94
12	ПС 35/10 кВ «Ковалівка» - ПС 35/10 кВ «Н. Вербіж»	13	31959,75
13	ПС 35/10 кВ «Шандра» - ПС 35/10 кВ «Вигода»	14	34871,55
14	ПС 35/10 кВ «Вигода» - ПС 35/10 кВ «Брочки»	9	22404,97
15	ПС 110/10 кВ «Болехів» - опора 69 (приєднання Княжолуки ПС Брочків)	11	27500,28
16	ПС 35/10 кВ «Брочків» - ПС 35/10 кВ «БПФ»	4,8	11883,14

5.1.3.3 Закупівля пульта дистанційного керування радіостанцією

В інвестиційній програмі на 2021 рік додатково передбачено закупівлю пульта дистанційного керування радіостанцією на суму 35,0 тис.грн.

В 2021 році заплановано об'єднання двох диспетчерських пунктів оперативно диспетчерської служби у філії «Карпатська» а саме диспетчерські пункти оперативно диспетчерських груп Верховинської та Косівської служб експлуатації електромереж. Об'єднаний ДП буде розміщено в м. Косів. Для забезпечення оперативних бригад та виробничого персоналу оперативним радіозв'язком та належним керуванням радіомережею Верховинської СЕЕМ необхідно придбати та встановити в Косівський СЕЕМ пульт дистанційного керування радіостанцією по технологічній мережі.

РОЗДІЛ 6.

«Модернізація та закупівля колісної техніки»

Кількість автомобілів і спецмеханізмів станом на 01.01.2020 р. складає 537 автомобілів, 75 тракторів і механізмів на них, та 79 автомобільних і тракторних напівпричіпів та причіпів. Із загальної кількості автомобілів і спецмеханізмів на них 49,4 % з терміном експлуатації більше 15 років, в тому числі із 69 спеціальних автомобілів тільки 15 автомобілів з терміном експлуатації до 10 років.

Так, з 14 автокранів: 1 шт. з терміном експлуатації до 5 років, 1 шт. до 15 р., всі інші – 20-40 років.

З 25 підійомників на шасі автомобілів: 3 шт. – з терміном експлуатації до 5-ти років, 4 шт. терміном експлуатації до 10-ти років, інші – 15-30 років.

З 9-ти бурильно-кранових машин: 1 шт. з терміном експлуатації до 10-ти років, 2 шт. – до 15-ти років

Загальна кількість вантажних автомобілів складає 91 шт., 22 з них бортові і 57 од. фургони на шасі ГАЗ-66, ГАЗ-52, ГАЗ-3307 з терміном експлуатації від 20 до 30 років (працюють на перевезенні вантажів і виробничих бригад) - автомобілі морально застарілі, затратні по споживанню автомобільного палива і мастильних матеріалів.

Кількість тракторів і механізмів складає 75 шт., з них 61,3 % з терміном експлуатації більше 15-ти років.

При такому стані колісної техніки необхідно проводити подальше їх оновлення за рахунок придбання спецмеханізмів та легкових вантажопасажирських автомобілів.

6.1.1 Підійомник АГП-18 на базі автомобіля Iveco Daily /4x4/

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан - автопідійомник ВС-18 на базі автомобіля ГАЗ-3307, 1999 року випуску, реєстраційний номер АТ 8840 ВВ, філії АТ «Західна» підлягає списанню.

Відповідно для даної філії пропонується в заміні автопідійомника ВС-18 на базі автомобіля ГАЗ-3307, який працює в важких кліматичних умовах в гірській місцевості, де ускладнений під'їзд до мереж, придбати підійомник АГП-18 /на базі автомобіля Iveco Daily /4x4/. Даний підійомник є повноприводним, що дозволить зменшити час прибуття для ліквідації аварійних пошкоджень, доїзд до місця пошкодження та зменшити тривалість вимкнення споживачів.

Вимоги до підійомника АГП-18

№п/п	Назва параметру	Од. виміру	Параметри	Примітка
1.	Тип підійомника	шт	автомобільний, гідравлічний	
2.	Індекс підійомника		АГП-18	
3.	Тип шасі	шт	Iveco Daily	
4.	Колісна формула		4x4	
5.	Робоча висота підіймання	м	не менше 18,0 м.	
6.	Кут повороту стріли	град.	не менше 360	
7.	Кут повороту люльки	град	не менше 90+90	
8.	Вантажопідіймальність робочої платформи	кг	не менше 250	
9.	Рік виготовлення		2021	
10.	Кількість поставки	шт	1	

11.	Електроізоляція люльки	В	не менше 1000	
12.	Стріла		трьохсекційна, телескопічна	
13.	Максимальний виліт	м	не менше 8 м. при максимальному навантаженні	
14.	-- « --	м	не менше 11 м. при мінімальному навантаженні	
15.	Розмір люльки	мм	1100x1400x700	
16.	Кабіна		Двохдверна, кіл.місць- 3	
17.	Габаритні розміри	мм	8000x2500	
18.	Тип двигуна	шт	Дизельний, Євро-5	
19.	Об'єм двигуна	см.куб.	не більше 3000	
20.	Потужність двигуна	к.с.	не менше 140	
21.	Повна маса шасі	кг	не більше 6000	
22.	Копія дозволу на застосування підйомника		так	
23.	Свідоцтво про присвоєння Міжнародного ідентифікаційного коду (WMI) та ідентифікаційного номера ДТЗ (VIN)		так	
24.	ТУ на підйомник погоджений з Центральним державним органом в сфері безпеки і охорони праці України		так	

Порівняльна таблиця:

З порівняльної таблиці видно, що автопідйомник АГП-18 /на базі автомобіля Iveco /4x4/ є більш економічним у проведенні технічного огляду та ремонтів. Крім того автопідйомник АГП-18 /на базі автомобіля Iveco /4x4/ є більш дешевшим за інші марки з відповідною технічною характеристикою.

Орієнтовна вартість закупівлі автопідйомника АГП-18 /на базі автомобіля Iveco Daily /4x4/, за рахунок ПІ 2021, складає **2137,37 тис.грн. без ПДВ** за 1 од.

Технічна характеристика	Базове шасі		
	Iveco Daily	КрАЗ-5401 HE	МАЗ-530905
Максимальна висота підйому люльки	18±0,5м	18±0,5м	18±0,5м
Колісна формула	4 x 4	4 x 4	4 x 4
Вантажопідйомність люльки	250кг	250кг	250кг
Кут повороту	360°	360°	360°
Електроізоляція люльки	1000 В	1000 В	1000 В
Габаритні розміри:			
- Довжина	8200 мм	8600 мм	8600мм
- Ширина	2100 мм	2200 мм	2350 мм
- Висота	3000 мм	2080 мм	3290 мм
Двигун	F1C3.0HPI. 146	ЯМЗ-238	ЯМЗ-65871
Потужність двигуна	180к.с.	330к.с.	330 к.с
Об'єм двигуна	3,0 л.	14,86 л	14,86 л

Розмірність коліс	225x100 R 17,5	550/75R21	16.00 R20
Об'єм паливного бака	180 л	250 л	250 л.
Витрата пального на 100км пробігу	14 л	35 л	32 л
Тип пального	Дизель	Дизель	Дизель
Витрата палива 1 мого - година	2,7 л	5,8 л	5,5 л
Кількість місць в кабіні	3 чол	3 чол	3 чол
Вага повна, кг	6850 кг	16200 кг	15800 кг
Ціна тис.грн (без ПДВ)	2 137,37 грн.	3100,00 грн.	3220,00грн.

Розрахунок економічного ефекту

Економічний ефект від закупівлі автопідйомника АГП-18 на базі автомобіля Iveco /4x4/ буде досягнутий за рахунок: E_1 - зниження витрат паливо-мастильних матеріалів, E_2 - зниження витрат на технічне обслуговування і ремонт.

1. Зниження витрат на паливно-мастильні матеріали:

Економія витрат на паливо-мастильні матеріали на 1 м/год між новим ТЗ і ТЗ, що підлягає заміні складає:

$$D_{p1} = 4,5\text{л} - 2,7\text{л} = 1,8\text{л}$$

де 4,5л – витрати палива ТЗ, що підлягає заміні; 2,7 л – витрати палива новим ТЗ.

За рік, 126 робочих днів орієнтовно по 5м/год в день, складе 630м/год ТЗ, що підлягає заміні, а по 3м/год в день, складе 378м/год для нового ТЗ, отже економія витрат ПММ на рік між новим ТЗ і ТЗ, що підлягає заміні складає:

$$D_p = (1,8\text{л} * 504\text{м/год}) * 0,028\text{ грн} = 25,40\text{ тис.грн.},$$

де 504м/год – середнє значення, 0,028 тис.грн – орієнтовна вартість пального за 1л.

Економія витрат пального на 100км новим ТЗ і ТЗ, що підлягає заміні:

$$D_{p2} = 38,0\text{л} - 22,0\text{л} = 16\text{л}$$

де 38,0л – витрати пального ТЗ, що підлягає заміні; 22,0л – витрати пального новим ТЗ;

$$D_{p2} = (16\text{л} * 126\text{ днів}) * 28,0\text{грн} = 56,45\text{ тис.грн.},$$

Загальна економія витрат на паливо-мастильні матеріали складає:

$$E_1 = D_{p1} + D_{p2} = 25,40 + 56,45 = 81,85\text{ тис.грн.}$$

2. Зниження витрат на технічне обслуговування і ремонт:

Економія витрат на ремонт ТЗ: $D_p = 288,00 - 20,00 = 268,00\text{ тис.грн.}$

де 288,00 тис.грн – річні витрати на ремонт ТЗ, що підлягає списанню; 20,00 тис.грн – річні витрати на ремонт нового ТЗ.

Економія витрат на технічне обслуговування ТЗ: $D_{то} = 53,14 - 6,00 = 47,14\text{ тис.грн.}$

де 53,14 тис.грн – річні витрати на ТО ТЗ, що підлягає списанню; 6,00 тис.грн – річні витрати на ТО нового ТЗ.

$$E_2 = D_p + D_{то} = 268,00 + 47,14 = 315,14\text{ тис.грн.}$$

Отже, сукупний економічний ефект складає:

$$E_{заг} = E_1 + E_2 = 81,85 + 315,14 = 396,99\text{ тис.грн.}$$

Термін окупності $T_{ок} = V_{нов} / E_{заг} = 2\,137,37 / 396,99 = 5,38\text{ роки,}$

де $V_{нов} = 2\,137,37\text{ тис.грн.}$ – орієнтовна вартість нового ТЗ; $E_{заг}$ - сукупний економічний ефект складає 396,99 тис.грн.

6.1.2. Автомобіль бригадний «Renault Master»

По інвестиційній програмі на 2021 рік передбачається придбати автомобілі бригадні «Renault Master» для заміни існуючих ТЗ, у зв'язку з їх технічним станом:

1. Автомобіль ГАЗ-33023, 2007 року випуску, реєстраційний номер АТ 6561 АІ, Лисецької автоколони, який обслуговує ремонтно-будівельний цех, згідно акту інженерного заключення про технічний стан підлягає списанню.

2. Автомобіль УАЗ-2206 2001 року випуску, реєстраційний номер АТ 7045 ВВ філії АТ «Північна», який обслуговує Галицьку дільницю Служби підстанцій, згідно акту інженерного заключення про технічний стан підлягає списанню.

3. Автомобіль ГАЗ-33023 2003 року випуску, реєстраційний номер АТ 8749 ВВ Лисецької автоколони, який обслуговує Івано-Франківську дільницю Служби підстанцій, згідно акту інженерного заключення про технічний стан підлягає списанню.

4. Автомобіль ГАЗ-33023 2004 року випуску, реєстраційний номер АТ 3631 АА філії АТ «Західна», який обслуговує Калуську дільницю СПС, згідно акту інженерного заключення про технічний стан підлягає списанню.

Вимоги до автомобіля бригадного «Renault Master»

№п/п	Назва параметру	Од. виміру	Параметри	Примітка
1.	Модель	шт	Renault Master	
2.	Двигун	шт	Дизель 2.3 dCi	
3.	Робочий об'єм	см3	2299	
4.	Тип палива		Дизель	
5.	Коробка передач	шт	Механічна 5 ст.	
6.	Кількість місць	шт	5	
7.	Колір кузова		Фарба 389(білий лід)	
8.	Екологічний стан		EURO 5	
9.	Потужність	к.с.	150	
10.	Кількість циліндрів/клапанів	шт	4/16	
11.	Довжина	мм	6320	
12.	Висота	мм	2272	
13.	Витрата пального	л/100км	12	
14.	Максимальна швидкість	км/год	177	
15.	Повна маса	кг	3500	
16.	Вантажопідйомність	кг	1537	

Порівняльна таблиця:

Технічна характеристика	Базове шасі		
	Renault Master	Citroen Jumper	Peugeot Boxer
Двигун	2,3 dCi	2.0BlueHDi	2.0BlueHDi
Тип пального	Дизель	Дизель	Дизель
Об'єм двигуна	2299 куб.см	2198 куб.см	2198 куб.см

Повна маса	3500 кг	3500 кг	3500 кг
Вантажність	1537 кг	1440	1440
Потужність	125 к.с.	160 к.с.	150 к.с.
Розмірність коліс	225/65 R16C	215/75 R16C	215/75 R16C
Габаритні розміри:			
- Довжина	6320	6363	6363
- Висота	2263	2522	2522
Витрата пального на 100км пробігу	14 л	14,7	14,7
Кількість місць в кабіні	5 чол	5 чол	5 чол
Ціна без ПДВ /тис.грн./	721,33	857,5	837,7

З порівняльної таблиці видно, що автомобілі бригадні «Renault Master» є більш економічнішим у проведенні технічного огляду та ремонту, більш економічне по витраті паливо-мастильних матеріалів. Крім того автомобілі бригадні «Renault Master» є більш дешевим за інші марки з відповідною технічною характеристикою.

Орієнтовна вартість закупівлі автомобіля бригадного «Renault Master» за рахунок ІІІ 2021 складає 721,33 тис. грн. без ПДВ за 1 од. Загальна вартість придбання 4 автомобілів складає 2 885,32 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту

Економічний ефект від закупівлі автомобіля бригадного «Renault Master» буде досягнутий за рахунок наступних показників: Е₁ - зниження витрат паливо-мастильних матеріалів, Е₂ - зниження витрат на технічне обслуговування і ремонт.

1. Зниження витрат на паливно-мастильні матеріали:

Економія витрат пального на 100 км новим ТЗ і ТЗ, що підлягає заміні:

$$Д_{п1} = 19,7 \text{ л} - 14,0 \text{ л} = 5,7 \text{ л}$$

де 19,7л – витрати пального ТЗ, що підлягає заміні; 14,0л – витрати пального новим ТЗ;

$$Д_{п2} = 18,7 \text{ л} - 14,0 \text{ л} = 4,7 \text{ л}$$

де 18,7л – витрати пального ТЗ, що підлягає заміні; 14,0л – витрати пального новим ТЗ;

$$Д_{п3} = 19,7 \text{ л} - 14,0 \text{ л} = 5,7 \text{ л}$$

де 19,7л – витрати пального ТЗ, що підлягає заміні; 14,0л – витрати пального новим ТЗ;

$$Д_{п4} = 19,7 \text{ л} - 14,0 \text{ л} = 5,7 \text{ л}$$

де 19,7л – витрати пального ТЗ, що підлягає заміні; 14,0л – витрати пального новим ТЗ;

$$Д_{р1} = (5,7 \text{ л} * 126 \text{ днів}) * 29,0 \text{ грн} = 20,83 \text{ тис. грн.},$$

$$Д_{р2} = (4,7 \text{ л} * 126 \text{ днів}) * 29,0 \text{ грн} = 17,17 \text{ тис. грн.},$$

$$Д_{р3} = (5,7 \text{ л} * 126 \text{ днів}) * 29,0 \text{ грн} = 20,83 \text{ тис. грн.},$$

$$Д_{р4} = (5,7 \text{ л} * 126 \text{ днів}) * 29,0 \text{ грн} = 20,83 \text{ тис. грн.},$$

Загальна економія витрат на паливо-мастильні матеріали складе:

$$Е_1 = Д_p = 20,83 \text{ тис. грн.}$$

$$Е_2 = Д_p = 17,17 \text{ тис. грн.}$$

$$Е_3 = Д_p = 20,83 \text{ тис. грн.}$$

$$Е_4 = Д_p = 20,83 \text{ тис. грн.}$$

2. Зниження витрат на технічне обслуговування і ремонт:

Економія витрат на ТО та ремонт ТЗ:

$$Е_{тo1} = 98,40 - 12,00 = 86,40 \text{ тис. грн.}$$

де 98,40 тис. грн – річні витрати на ТО і ремонт ТЗ, що підлягає списанню; 12,00 тис. грн – річні витрати на ТО і ремонт нового ТЗ.

$$Е_{тo2} = 84,00 - 12,00 = 72,00 \text{ тис. грн.}$$

де 84,00 тис. грн – річні витрати на ТО і ремонт ТЗ, що підлягає списанню; 12,00 тис. грн – річні витрати на ТО і ремонт нового ТЗ.

$$Е_{тo3} = 98,40 - 12,00 = 86,40 \text{ тис. грн.}$$

де 98,40 тис. грн – річні витрати на ТО і ремонт ТЗ, що підлягає списанню; 12,00 тис. грн – річні витрати на ТО і ремонт нового ТЗ.

$$Е_{тo4} = 98,40 - 12,00 = 86,40 \text{ тис. грн.}$$

де 98,40 тис. грн – річні витрати на ТО і ремонт ТЗ, що підлягає списанню; 12,00 тис. грн – річні витрати на ТО і ремонт нового ТЗ.

Отже, сукупний економічний ефект складає:

$$E_{заг1} = E_1 + E_{ТО1} = 20,83 + 86,40 = 107,23 \text{ тис.грн.}$$

$$E_{заг2} = E_2 + E_{ТО2} = 17,17 + 72,00 = 89,17 \text{ тис.грн.}$$

$$E_{заг3} = E_3 + E_{ТО3} = 20,83 + 86,40 = 107,23 \text{ тис.грн.}$$

$$E_{заг4} = E_3 + E_{ТО3} = 20,83 + 86,40 = 107,23 \text{ тис.грн.}$$

Термін окупності:

$$T_{ок1} = V_{нов} / E_{заг} = 721,33 / 107,23 = 6,73 \text{ роки,}$$

де $V_{нов} = 721,33$ тис.грн. – орієнтовна вартість нового ТЗ; $E_{заг}$ - сукупний економічний ефект складає 107,23 тис.грн.

$$T_{ок2} = V_{нов} / E_{заг} = 721,33 / 89,17 = 8,09 \text{ роки,}$$

де $V_{нов} = 721,33$ тис.грн. – орієнтовна вартість нового ТЗ; $E_{заг}$ - сукупний економічний ефект складає 89,17 тис.грн.

$$T_{ок3} = V_{нов} / E_{заг} = 721,33 / 107,23 = 6,73 \text{ роки,}$$

де $V_{нов} = 721,33$ тис.грн. – орієнтовна вартість нового ТЗ; $E_{заг}$ - сукупний економічний ефект складає 107,23 тис.грн.

$$T_{ок4} = V_{нов} / E_{заг} = 721,33 / 107,23 = 6,73 \text{ роки,}$$

де $V_{нов} = 721,33$ тис.грн. – орієнтовна вартість нового ТЗ; $E_{заг}$ - сукупний економічний ефект складає 107,23 тис.грн.

6.1.3. Автомобіль бригадний «Renault Trafik»

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан - автомобіля УАЗ-3909 2008 року випуску, реєстраційний номер АТ 5549 АО, який обслуговує Лисецьку дільницю Служби діагностики та ізоляції підлягає списанню.

Відповідно для заміни даного ТЗ передбачається придбати автомобіль бригадний «Renault Trafik». Даний автомобіль дозволить зменшити час прибуття для ліквідації аварійних пошкоджень, доїзд до місця пошкодження та зменшить тривалість вимкнення споживачів.

Вимоги до автомобіля бригадного «Renault Trafik»

№п/п	Назва параметру	Од. виміру	Параметри	Примітка
1.	Модель	шт	Renault Trafik	
2.	Двигун	шт	1.6 dCi	
3.	Робочий об'єм	см ³	1598	
4.	Тип палива		Дизель	
5.	Коробка передач	шт	Механічна 5 ст.	
6.	Кількість місць	шт	5	
7.	Колір кузова		Фарба 389(білий лід)	
8.	Екологічний стан		EURO 5	
9.	Кількість циліндрів/клапанів	шт	4/16	
10.	Потужність	к.с.	115	
11.	Довжина	мм	4999	
12.	Висота	мм	1971	
13.	Ширина	мм	1956	
14.	Кліренс	мм	160	
15.	Повна маса	кг	2950	
16.	Вантажопідйомність	кг	974	
17.	Витрата пального	л/100км	7.6	

Порівняльна таблиця:

Технічна характеристика	Базове шасі		
	Renault Trafik	Citroen Spase Tourer	Peugeot Travveler
Двигун	1.6 dCi	2.0BlueHDi	1.8BlueHDi
Тип пального	Дизель	Дизель	Дизель
Об'єм двигуна	1598 куб.см	1997 куб.см	1997 куб.см
Повна маса	2950 кг	3100 кг	3100 кг
Вантажність	1764 кг	1727 кг	1759 кг
Потужність	115 к.с.	110к.с.	150к.с.
Розмірність коліс	195/75 R 16	215/65 R 16C	215/65 R 16C
Габаритні розміри:			
- Довжина	4999	4956	4956

- Висота	1971	1925	4956
Витрата пального на 100км пробігу	6.2	7,0	6.8
Кількість місць в кабіні	9	9	9
Ціна без ПДВ /тис.грн./	713,4	832,7	832,7

З порівняльної таблиці видно, що автомобіль бригадний «Renault Trafik» є більш економічнішим у проведенні технічного огляду та ремонту, більш економічне по витраті паливо-мастильних матеріалів. Крім того автомобіль бригадний «Renault Trafik» є більш дешевшим за інші марки з відповідною технічною характеристикою.

Розрахунок економічного ефекту

Економічний ефект від закупівлі автомобіля бригадного «Renault Trafik» буде досягнутий за рахунок наступних показників: E_1 - зниження витрат паливо-мастильних матеріалів, E_2 - зниження витрат на технічне обслуговування і ремонт. Орієнтовна вартість закупівлі за рахунок ПП 2021 становить 713,4 тис. грн без ПДВ.

1. Зниження витрат на паливно-мастильні матеріали:

Економія витрат пального на 100 км новим ТЗ і ТЗ, що підлягає заміні:

$$D_p = 18,7 \text{ л} - 8,0 \text{ л} = 10,7 \text{ л}$$

де 18,7л – витрати пального ТЗ, що підлягає заміні; 8,0л – витрати пального новим ТЗ;

$$D_p = (10,7 \text{ л} * 126 \text{ днів}) * 29,0 \text{ грн} = 39,09 \text{ тис. грн.},$$

Загальна економія витрат на паливо-мастильні матеріали складе:

$$E_1 = D_p = 39,09 \text{ тис. грн.}$$

2. Зниження витрат на технічне обслуговування і ремонт:

Економія витрат на ТО та ремонт ТЗ:

$$E_2 = 127,20 - 10,00 = 117,20 \text{ тис. грн.}$$

де 127,20 тис. грн – річні витрати на ТО і ремонт ТЗ, що підлягає списанню; 10,00 тис. грн – річні витрати на ТО і ремонт нового ТЗ.

Отже, сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = E_1 + E_2 = 39,09 + 117,20 = 156,29 \text{ тис. грн.}$$

Термін окупності $T_{\text{ок}} = V_{\text{нов}} / E_{\text{заг}} = 713,40 / 156,29 = 4,56$ роки,

де $V_{\text{нов}} = 713,4$ тис. грн. – орієнтовна вартість нового ТЗ; $E_{\text{заг}}$ – сукупний економічний ефект складає 156,29 тис. грн.

6.1.4. Автолабораторія на базі «Renault Master»

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан - автомобіля ГАЗ-66 1991 року випуску, реєстраційний номер АГ 3629 АН, який обслуговує Лисецьку дільницю Служби діагностики та ізоляції підлягає списанню.

Даний автомобіль призначений для виїздів Служби ізоляції, для його заміни передбачається придбати автолабораторію на базі «Renault Master». Це дасть можливість зменшити час прибуття для ліквідації аварійних пошкоджень, доїзд до місця пошкодження та зменшить тривалість вимкнення споживачів.

Вимоги до лабораторії на базі автомобіля Renault Master

№п/п	Назва параметру	Од. виміру	Параметри
1	Тип	шт	Фургон під лабораторію
2	Базове шасі	шт	Renault Master DBL CAB
3	Рік виготовлення		2019
4	Вид палива		дизельне
5	Колісна формула		4x2
6	Вантажопідіймальність автомобіля	кг	3500
7	Кількість поставки	шт	1

Вимоги до фургона ізотермічного:

Внутрішні розміри надбудови:	3400x2100x1600 мм 3200x2100x1600 мм
Рама кузова:	Трубна платформа з гнучими профілями, швелер. Зварна монолітна конструкція покращеного типу, з посиленими лонжеронами, покрита антикорозійним покриттям. Знизу оброблена мастикою.
Каркас та дверний портал:	Виготовлений з сталевих листів, марка сталі СТЗПС, ґрунтований, з фарбовим покриттям (згідно технології заводу виробника).
Стінки:	Клеєна сендвіч-панель 50 мм. Стіни, стеля та двері виготовлені з клеєних сендвіч-панелей відповідно до габаритних розмірів фургону. Утеплення: Пінополіуретан Зовнішня та внутрішня обшивка: Оцинкований лист товщиною, не менше 0,45 мм., з полімерним покриттям, колір відповідно вимог Замовника Внутрішня відбортовка по периметру рифлений алюміній 200мм. В стінах (права та ліва) передбачені закладні кожні 400 мм (на всю висоту).
Підлога:	Утеплена. Настил – бакелітова фанера з протиковзкою насічкою. Стики герметизовані. Вкрито - автомобільним протиковзким покриттям типу Автолін
Двері:	Задні 2 -х секційні розпашні двері сендвіч-панель 50 мм з фіксаторами; кут відкриття 270, фіксація дверей у відкритому положенні. Двері окантовані імпортованим багатокамерним ущільнювачем. двері з правого боку одностулкові, відкриваються від кабіни до задньої часті фургону. Ширина дверного порталу 800 мм (без відступу від передньої стінки фургону). На всю висоту. Фіксація дверей у відкритому

	положенні. Двері окантовані імпортованим багатокамерним ущільнювачем. Додатково – в задніх дверях отвори 250x250 мм, що замикаються.
Вікна:	3 глухих (по 1 в кожній двері) 1 розсувне (в стіні, напроти бокової двері).
Сидіння:	Сидіння – рундук з м'яким сидінням і спинкою, на 3 людини, з ящиком під сидінням, що закривається. Подушки сидінь відкидаються для доступу в ящик.
Опалювач:	Автономний дизельний обігрівач, потужністю 2 кВт.
Підкрилки:	Пластикові
Колір фургону:	Білий (або по бажанню замовника)
Підніжка:	Висувні драбини під боковими та задніми дверима (всього 2 шт), ручка (2 шт), гумові відбійники на порталі задніх дверей
Фурнітура:	Оцинкована з запірними замками та петлями 3 од. (на кожній двері)
Світло:	Внутрішнє: 2 світлодіодні плафон та 1 євровимикач, Зовнішнє освітлення: стандарт, габаритні і маркерні ліхтарі.
Боковий захисний пристрій:	Стационарні кронштейн бічного захисту; Профіль бічного захисту металопласт 100 x 35 (Італія).
Документи:	Продукція сертифікована. Надаються всі необхідні документи для реєстрації автомобілю в сервісних центрах МВС (МРЕО)

Порівняльна таблиця:

Технічна характеристика	Базове шасі		
	Renault Master	Citroen Jumper	Peugeot Boxer
Двигун	2,3 dCi	2.0BlueHDi	2.0BlueHDi
Тип пального	Дизель	Дизель	Дизель
Об'єм двигуна	2299 куб.см	2198 куб.см	2198 куб.см
Повна маса	4500 кг	3500 кг	3500 кг
Вантажність	2451 кг	1440	1440
Потужність	150 к.с.	160 к.с.	150 к.с.
Розмірність коліс	225/65 R16C	215/75 R16C	215/75 R16C
Габаритні розміри:			
- Довжина	6320	6363	6363
- Висота	2263	2522	2522
Витрата пального на 100км пробігу	14 л	14,7	14,7
Ціна без ПДВ /тис.грн./	757,00	1 096	1 076

З порівняльної таблиці видно, що автолабораторія на базі «Renault Master» є більш економічним у проведенні технічного огляду та ремонту, більш економічне по витраті паливо-мастильних матеріалів. Крім того автолабораторія на базі «Renault Master» є більш дешевшим за інші марки з відповідною технічною характеристикою. Орієнтовна вартість закупівлі за рахунок ІІ 2021 становить 757,00 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту

Економічний ефект від закупівлі автолабораторія на базі «Renault Master» буде досягнутий за рахунок наступних показників: Е₁ - зниження витрат паливо-мастильних матеріалів, Е₂ - зниження витрат на технічне обслуговування і ремонт.

1. Зниження витрат на паливно-мастильні матеріали:

Економія витрат пального на 100 км новим ТЗ і ТЗ, що підлягає заміні:

$$D_{п} = 33,4 \text{ л} - 14,0 \text{ л} = 19,4 \text{ л}$$

де 33,4л – витрати пального ТЗ, що підлягає заміні; 14,0л – витрати пального новим ТЗ;

$$D_p = (19,4 \text{ л} * 126 \text{ днів}) * 29,0 \text{ грн} = 70,89 \text{ тис. грн.},$$

Загальна економія витрат на паливо-мастильні матеріали складе:

$$E_1 = D_p = 70,89 \text{ тис. грн.}$$

2. Зниження витрат на технічне обслуговування і ремонт:

Економія витрат на ТО та ремонт ТЗ:

$$E_2 = 138,00 - 12,00 = 126,0 \text{ тис. грн.}$$

де 138,00 тис. грн – річні витрати на ТО і ремонт ТЗ, що підлягає списанню; 12,00 тис. грн – річні витрати на ТО і ремонт нового ТЗ.

Отже, сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = E_1 + E_2 = 70,89 + 126,00 = 196,89 \text{ тис. грн.}$$

Термін окупності $T_{\text{ок}} = V_{\text{нов}} / E_{\text{заг}} = 757,00 / 90,09 = 3,84$ роки,

де $V_{\text{нов}} = 757,00$ тис. грн. – орієнтовна вартість нового ТЗ; $E_{\text{заг}}$ – сукупний економічний ефект складає 196,89 тис. грн.

6.1.5. Автолабораторія на базі фургону «Renault Master»

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан - автомобіля ГАЗ-2705 2008 року випуску, реєстраційний номер АТ 2247 АХ, який обслуговує виробничу дільницю з випробувань і вимірювань філії АТ «Центральна», підлягає списанню.

Вимоги до автолабораторії на базі фургону «Renault Master»

№п/п	Назва параметру	Од. виміру	Параметри	Примітка
1.	Модель	шт	Renault Master	
2.	Двигун	шт	Дизель 2.3 dCi	
3.	Робочий об'єм	см3	2299	
4.	Тип палива		Дизель	
5.	Коробка передач	шт	Механічна 5 ст.	
6.	Кількість місць	шт	5	
7.	Колір кузова		Фарба 389(білий лід)	
8.	Екологічний стан		EURO 5	
9.	Потужність	к.с.	125	
10.	Кількість циліндрів/клапанів	шт	4/16	
11.	Довжина	мм	6225	
12.	Висота	мм	2488	
13.	Витрата пального	л/100км	12	
14.	Корисний об'єм	м.куб.	13	
15.	Довжина внутрішня	мм	3733	
16.	Ширина внутрішня	мм	1765	
17.	Ширина між арками коліс всередині	мм	1380	

18.	Бокові двері зсувні	мм	1780*1270	
19.	Двері задні	мм	1820*1580	

Порівняльна таблиця:

Технічна характеристика	Базове шасі		
	Renault Master	Citroen Jumper	Peugeot Boxer
Двигун	2,3 dCi	2.0BlueHDi	2.0BlueHDi
Тип пального	Дизель	Дизель	Дизель
Об'єм двигуна	2299 куб.см	2198 куб.см	2198 куб.см
Повна маса	3500 кг	2800 кг	3000 кг
Вантажність	1500 кг	1440	1440
Потужність	150 к.с.	160 к.с.	150 к.с.
Розмірність коліс	225/65 R16C	215/75 R16C	215/75 R16C
Габаритні розміри:			
- Довжина	3713	5998	5998
- Ширина	1765	1015	1015
Витрата пального на 100км пробігу	12 л	12,5	12,5
Ціна без ПДВ /тис.грн./	715,68	735,0	735,0

З порівняльної таблиці видно, що автолабораторія на базі фургону «Renault Master» є більш економічним у проведенні технічного огляду та ремонту, більш економічне по витраті паливо-мастильних матеріалів. Крім того автолабораторія на базі «Renault Master» є більш дешевшим за інші марки з відповідною технічною характеристикою. Орієнтовна вартість закупівлі за рахунок ІІ 2021 становить 715,68 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту

Економічний ефект від закупівлі автолабораторія на базі «Renault Master» буде досягнутий за рахунок наступних показників: E_1 - зниження витрат паливо-мастильних матеріалів, E_2 - зниження витрат на технічне обслуговування і ремонт.

1. Зниження витрат на паливно-мастильні матеріали:

Економія витрат пального на 100 км новим ТЗ і ТЗ, що підлягає заміні:

$$D_{п} = 21,0 \text{ л} - 14,0 \text{ л} = 7,0 \text{ л}$$

де 33,4л – витрати пального ТЗ, що підлягає заміні; 14,0л – витрати пального новим ТЗ;

$$D_p = (7,0 \text{ л} * 126 \text{ днів}) * 29,0 \text{ грн} = 25,58 \text{ тис.грн.},$$

Загальна економія витрат на паливо-мастильні матеріали складе:

$$E_1 = D_p = 25,58 \text{ тис.грн.}$$

2. Зниження витрат на технічне обслуговування і ремонт:

Економія витрат на ТО та ремонт ТЗ:

$$E_2 = 128,00 - 12,00 = 116,00 \text{ тис.грн.}$$

де 31,20 тис.грн – річні витрати на ТО і ремонт ТЗ, що підлягає списанню; 12,00 тис.грн – річні витрати на ТО і ремонт нового ТЗ.

Отже, сукупний економічний ефект складає:

$$E_{заг} = E_1 + E_2 = 25,58 + 116,00 = 141,58 \text{ тис.грн.}$$

Термін окупності $T_{ок} = V_{нов} / E_{заг} = 715,68 / 141,58 = 5,05$ роки,

де $V_{нов} = 715,68$ тис.грн. – орієнтовна вартість нового ТЗ; $E_{заг}$ - сукупний економічний ефект складає 141,58 тис.грн.

6.1.6. Всюдихід «ШЕРП»

Враховуючи гірську особливість нашого району, відсутності доріг в області, частими паводками гірських річок та великими сніговими заметами, гостро виникає потреба у механізмі, який би зміг безперешкодно довозити виїзді бригади з обладнанням на місце аварії ліній електро передач.

На сьогоднішній день єдиним таким механізмом на ринку України є всюдихід «ШЕРП». Він зарекомендував себе, як автомобіль перед яким немає невиконаних завдань. Одночасно він може первести бригаду в кількості 5 чоловік та необхідним обладнанням для заміни аварійної електро опори. Дану одиницю техніки активно використовують у Державній Службі України з Надзвичайних Ситуацій для рятувально-пошукових робіт.

Також, всюдихід «ШЕРП» є доволі економічним, на одну годину роботи витрачається всьо 3 літри дизельного палива.

Дана транспортна одиниця замінить в роботі такі вантажні автомобілі як ЗІЛ-131, Урал, Камаз, МАЗ

Вимоги до всюдиходу «Шерп»

№п/п	Назва параметру	Од. виміру	Параметри	Примітка
1.	Модель	шт	SHERP NEW	
2.	Двигун	шт	Doosan D18	
3.	Робочий об'єм	л	1,8	
4.	Тип палива		Дизель	
5.	Коробка передач	шт	Механічна 6 ст.	
6.	Кількість місць	шт	6	
7.	Максимальна потужність двигуна	к.с.	55	
8.	Обєм паливного баку	л	95л	
9.	Вага	кг	2400	
10.	Вантажопідйомність	кг	1200	
11.	Довжина	мм	3984	
12.	Висота	мм	2846	
13.	Ширина	мм	2520	
14.	Внутрішній об'єм в кабіні водія	м.куб.	2	
15.	Внутрішній об'єм в задньому відсіку	м.куб.	5,8	
16.	Внутрішній об'єм загальний	м.куб.	7,8	
17.	Розмір шин	см	1800*600*25	
18.	Максимальна швидкість	км/год	40	
19.	Поверхні пересування		Трава, пісок, торф, болото, каміння, сніг,лід	
20.	Водні перешкоди		Ставок, озеро, річка, мілини	

Порівняльна таблиця:

Технічна характеристика	Базове шасі		
	Шерп	ЗІЛ-131	Урал
Двигун	Dossan D18	ЗІЛ-5081	Камаз-740
Тип пального	Дизель	Бензин А-92	Дизель
Об'єм двигуна	1,8л	6,0л	10,85л
Повна маса	3500 кг	7080 кг	8025 кг
Пасажиromісткість	5	2	2
Потужність	55 к.с.	150 к.с.	150 к.с.
Габаритні розміри:			
- Довжина	3984	7040	7366
- Ширина	2520	2500	2500
Витрата пального на 100км пробігу	5 л	38 л	35 л

З порівняльної таблиці видно, що всюдихід Шерп набагато економніший від подібних йому транспортних засобів. Також великою перевагою є його габарити, що дозволить йому проходити у важкодоступні місця і довозити повний склад бригади. Орієнтовна вартість закупівлі за рахунок ІІ 2021 становить 2450,30 тис. грн без ПДВ.

6.1.7. Автогідропідйомник Comet 19 м, з установкою на базі шасі Iveco Daily 4*2(7 місць)

1. Згідно акту інженерного заключення про технічний - підйомник ОПТ-9195 на базі трактора МТЗ-82, 2003 року випуску, реєстраційний номер 03471 МА, філії «Калуська», використовується для ліквідації аварійних ситуацій, підлягає списанню.

2. Згідно акту інженерного заключення про технічний - підйомник ОПТ-9195 на базі трактора МТЗ-82, 2003 року випуску, реєстраційний номер 03548 АТ, філії «Центральна» », використовується для ліквідації аварійних ситуацій, підлягає списанню.

Вимоги до підйомника АРР-18 7місць

№п/п	Назва параметру	Од. виміру	Параметри	Примітка
1.	Тип підйомника	шт	автомобільний, гідравлічний	
2.	Індекс підйомника		АРР-18	
3.	Тип шасі	шт	Iveco Daily	
4.	Колісна формула		4x2	
5.	Робоча висота підймання	м	не менше 18,0 м.	
6.	Кут повороту стріли	град.	не менше 360	
7.	Кут повороту люльки	град	не менше 90+90	
8.	Вантажопідймальність робочої платформи	кг	не менше 250	
9.	Рік виготовлення		2021	
10.	Кількість поставки	шт	1	
11.	Електроізоляція люльки	В	не менше 1000	
12.	Стріла		трьохсекційна, телескопічна	
13.	Максимальний виліт	м	не менше 8 м. при максимальному навантаженні	
14.	-- « --	м	не менше 11 м. при мінімальному навантаженні	
15.	Розмір люльки	мм	1100x1400x700	
16.	Кабіна		Чотирьохдверна, кіл.місць-5	
17.	Габаритні розміри	мм	8000x2500	
18.	Тип двигуна	шт	Дизельний, СВРО-5	
19.	Об'єм двигуна	см.куб.	не більше 3000	
20.	Потужність двигуна	к.с.	не менше 140	
21.	Повна маса шасі	кг	не більше 6000	
22.	Копія дозволу на застосування підйомника		так	
23.	Свідоцтво про присвоєння Міжнародного ідентифікаційного коду (WMI) та ідентифікаційного номера ДТЗ (VIN)		так	
24.	ТУ на підйомник погоджений з Центральним державним органом в сфері безпеки і охорони праці України		так	

Порівняльна таблиця:

Технічна характеристика	Базове шасі		
	Iveco Daily	КрАЗ-5401 HE	МАЗ-530905
Максимальна висота підйому люльки	18±0,5м	18±0,5м	18±0,5м
Колісна формула	4 х 4	4 х 4	4 х 4
Вантажопідйомність люльки	250кг	250кг	250кг
Кут повороту	360°	360°	360°
Електроізоляція люльки	1000 В	1000 В	1000 В
Габаритні розміри:			
- Довжина	8200 мм	8600 мм	8600мм
- Ширина	2100 мм	2200 мм	2350 мм
- Висота	3000 мм	2080 мм	3290 мм
Двигун	F1С3.0НРІ. 146	ЯМЗ-238	ЯМЗ-65871
Потужність двигуна	180к.с.	330к.с.	330 к.с
Об'єм двигуна	3,0 л.	14,86 л	14,86 л
Розмірність коліс	225x100 R 17,5	550/75R21	16.00 R20
Об'єм паливного бака	180 л	250 л	250 л.
Витрата пального на 100км пробігу	14 л	35 л	32 л
Тип пального	Дизель	Дизель	Дизель
Витрата палива 1 мото - година	2,7 л	5,8 л	5,5 л
Кількість місць в кабіні	3 чол	3 чол	3 чол
Вага повна, кг	6850 кг	16200 кг	15800 кг
Ціна тис.грн (без ПДВ)	1825,00 грн.	3100,00 грн.	3220,00грн.

Орієнтовна вартість закупівлі за рахунок ПП 2021 становить 1825,0 тис. грн без ПДВ за 1шт. Загальна вартість придбання 2 шт складає 3650,00 тис.грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту

Економічний ефект від закупівлі підйомник АП-18 /на базі автомобіля Iveco /4x4/ буде досягнутий за рахунок: Е₁ - зниження витрат ПММ, Е₂ - зниження витрат на матеріали та обладнання.

1. Зниження витрат на паливно-мастильні матеріали:

Економія витрат ПММ на 1 м/год між новим ТЗ і ТЗ, що підлягає заміні:

$$Д_{п1} = 4,5л - 2,7л = 1,8л$$

де 4,5л – витрати палива ТЗ, що підлягає заміні; 2,7 л – витрати палива новим ТЗ.

За рік, 126 робочих днів орієнтовно по 5м/год в день, складе 630м/год ТЗ, що підлягає заміні, а по 3м/год в день, складе 378м/год для нового ТЗ, отже економія витрат ПММ на рік між новим ТЗ і ТЗ, що підлягає заміні складе:

$$Д_{р1} = (1,8л * 504м/год) * 0,028 грн = 25,40 тис.грн.,$$

де 504м/год – середнє значення, 0,028 тис.грн – орієнтовна вартість пального за 1л.

Економія витрат пального на 100км новим ТЗ і ТЗ, що підлягає заміні:

$$Д_{п2} = 29,5л - 14,0л = 15,5л$$

де 29,5л – витрати пального ТЗ, що підлягає заміні; 14,0л – витрати пального новим ТЗ;

$$Д_{р2} = (15,5л * 126 днів) * 28,0грн = 54,68 тис.грн.,$$

Загальна економія витрат на паливо-мастильні матеріали складе:

$$Е_1 = Д_{р1} + Д_{р2} = 25,40 + 54,68 = 80,08 тис.грн.$$

2. Зниження витрат на матеріали та обладнання

Економія витрат на ТО та ремонт ТЗ: Е₂ = 134,40 – 12,00 = 122,40 тис.грн.

де 134,4 тис.грн – річні витрати на ТО і ремонт ТЗ, що підлягає описанню; 12,00 тис.грн – річні витрати на ТО і ремонт нового ТЗ.

Отже, сукупний економічний ефект складає:

$$Е_{заг} = Е_1 + Е_2 = 80,08 + 122,40 = 202,48 тис.грн.$$

Термін окупності Т_{ок} = В_{нов} / Е_{заг} = 1825,0 / 202,48 = 9,01 роки,

де В_{нов} = 1825,0 тис.грн. – орієнтовна вартість нового ТЗ; Е_{заг} - сукупний економічний ефект складає 202,48 тис. грн.

6.1.8. Автогідропідійомник Comet 19 м, з установкою на базі шасі Iveco Daily 4*2(3 місця)

1. Згідно акту інженерного заключення про технічний - підійомник ПАТУ-5000, 2003 року випуску, реєстраційний номер 02542 АТ, використовується для ліквідації аварійних ситуацій, підлягає списанню.

Вимоги до підійомника АGR-18 3 місця

№п/п	Назва параметру	Од. виміру	Параметри	Примітка
1.	Тип підійомника	шт	автомобільний, гідравлічний	
2.	Індекс підійомника		AGP-18	
3.	Тип шасі	шт	Iveco Daily	
4.	Колісна формула		4x2	
5.	Робоча висота підіймання	м	не менше 18,0 м.	
6.	Кут повороту стріли	град.	не менше 360	
7.	Кут повороту люльки	град	не менше 90+90	
8.	Вантажопідіймальність робочої платформи	кг	не менше 250	
9.	Рік виготовлення		2021	
10.	Кількість поставки	шт	1	
11.	Електроізоляція люльки	В	не менше 1000	
12.	Стріла		трьохсекційна, телескопічна	
13.	Максимальний висіт	м	не менше 8 м. при максимальному навантаженні	
14.	-- « --	м	не менше 11 м. при мінімальному навантаженні	
15.	Розмір люльки	мм	1100x1400x700	
16.	Кабіна		Чотирьохдверна, кіл.місць-3	
17.	Габаритні розміри	мм	8000x2500	
18.	Тип двигуна	шт	Дизельний, ЄВРО-5	
19.	Об'єм двигуна	см.куб.	не більше 3000	
20.	Потужність двигуна	к.с.	не менше 140	
21.	Повна маса шасі	кг	не більше 6000	
22.	Копія дозволу на застосування підійомника		так	
23.	Свідоцтво про присвоєння Міжнародного ідентифікаційного коду (WMI) та ідентифікаційного номера ДТЗ (VIN)		так	
24.	ТУ на підійомник погоджений з Центральним державним органом в сфері безпеки і охорони праці України		так	

Порівняльна таблиця:

Технічна характеристика	Базове шасі		
	Iveco Daily	КрАЗ-5401 HE	МАЗ-530905
Максимальна висота підйому люльки	18±0,5м	18±0,5м	18±0,5м
Колісна формула	4 x 4	4 x 4	4 x 4
Вантажопідйомність люльки	250кг	250кг	250кг
Кут повороту	360°	360°	360°
Електроізоляція люльки	1000 В	1000 В	1000 В
Габаритні розміри:			
- Довжина	8200 мм	8600 мм	8600мм
- Ширина	2100 мм	2200 мм	2350 мм
- Висота	3000 мм	2080 мм	3290 мм
Двигун	F1С3.0NPI. 146	ЯМЗ-238	ЯМЗ-65871
Потужність двигуна	180к.с.	330к.с.	330 к.с
Об'єм двигуна	3,0 л.	14,86 л	14,86 л
Розмірність коліс	225x100 R 17,5	550/75R21	16.00 R20
Об'єм паливного бака	180 л	250 л	250 л.
Витрата пального на 100км пробігу	14 л	35 л	32 л
Тип пального	Дизель	Дизель	Дизель
Витрата палива 1 мого - година	2,7 л	5,8 л	5,5 л
Кількість місць в кабіні	3 чол	3 чол	3 чол
Вага повна, кг	6850 кг	16200 кг	15800 кг
Ціна тис.грн (без ПДВ)	1717,50 грн.	3100,00 грн.	3220,00грн.

Орієнтовна вартість закупівлі за рахунок ПП 2021 становить 1717,5 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту

Економічний ефект від закупівлі підйомник АП-18 /на базі автомобіля Iveco /4x4/ буде досягнутий за рахунок: E_1 - зниження витрат ПММ, E_2 - зниження витрат на матеріали та обладнання.

1. Зниження витрат на паливно-мастильні матеріали:

Економія витрат ПММ на 1 м/год між новим ТЗ і ТЗ, що підлягає заміні:

$$D_{p1} = 4,5\text{л} - 2,7\text{л} = 1,8\text{л}$$

де 4,5л – витрати палива ТЗ, що підлягає заміні; 2,7 л – витрати палива новим ТЗ.

За рік, 126 робочих днів орієнтовно по 5м/год в день, складе 630м/год ТЗ, що підлягає заміні, а по 3м/год в день, складе 378м/год для нового ТЗ, отже економія витрат ПММ на рік між новим ТЗ і ТЗ, що підлягає заміні складе:

$$D_{p1} = (1,8\text{л} * 504\text{м/год}) * 0,028\text{ грн} = 25,40\text{ тис.грн.},$$

де 504м/год – середнє значення, 0,028 тис.грн – орієнтовна вартість пального за 1л.

Економія витрат пального на 100км новим ТЗ і ТЗ, що підлягає заміні:

$$D_{p2} = 29,5\text{л} - 14,0\text{л} = 15,5\text{л}$$

де 29,5л – витрати пального ТЗ, що підлягає заміні; 14,0л – витрати пального новим ТЗ;

$$D_{p2} = (15,5\text{л} * 126\text{ днів}) * 28,0\text{грн} = 54,68\text{ тис.грн.},$$

Загальна економія витрат на паливо-мастильні матеріали складе:

$$E_1 = D_{p1} + D_{p2} = 25,40 + 54,68 = 80,08\text{ тис.грн.}$$

2. Зниження витрат на матеріали та обладнання

Економія витрат на ТО та ремонт ТЗ: $E_2 = 125,00 - 10,00 = 115,00\text{ тис.грн.}$

де 125,0 тис.грн – річні витрати на ТО і ремонт ТЗ, що підлягає списанню; 10,00 тис.грн – річні витрати на ТО і ремонт нового ТЗ.

Отже, сукупний економічний ефект складе:

$$E_{\text{заг}} = E_1 + E_2 = 80,08 + 115,00 = 195,08\text{ тис.грн.}$$

Термін окупності $T_{\text{ок}} = V_{\text{нов}} / E_{\text{заг}} = 1717,5 / 195,08 = 8,8\text{ роки,}$

де $V_{\text{нов}} = 1717,5\text{ тис.грн.}$ – орієнтовна вартість нового ТЗ; $E_{\text{заг}}$ - сукупний економічний ефект складає 195,08 тис.грн.

6.1.9. Автомобіль бригадний MITSUBISHI L200

По інвестиційній програмі на 2023 рік передбачається придбати автомобілі бригадні «Mitsubishi L200» для заміни існуючих ТЗ, у зв'язку з їх технічним станом:

1. Автомобіль УАЗ-3741, 2001 року випуску, реєстраційний номер АТ 3906 АМ, Служби обслуговування споживачів, згідно акту інженерного заключення про технічний стан підлягає списанню.

2. Автомобіль УАЗ-2206, 1999 року випуску, реєстраційний номер АТ 7046 ВВ, який обслуговує Городенківську Службу енергонагляду, згідно акту інженерного заключення про технічний стан підлягає списанню.

3. Автомобіль УАЗ-2206, 2003 року випуску, реєстраційний номер АТ 7048 ВВ, який обслуговує Калуську Службу Підстанцій, згідно акту інженерного заключення про технічний стан підлягає списанню.

4. Автомобіль УАЗ-2206, 2001 року випуску, реєстраційний номер АТ 9406 ВВ, який обслуговує Яремчанську службу енергонагляду, згідно акту інженерного заключення про технічний стан підлягає списанню.

5. Автомобіль УАЗ-2206, 2001 року випуску, реєстраційний номер АТ 0312 ВС, який обслуговує Яремчанську службу енергонагляду, згідно акту інженерного заключення про технічний стан підлягає списанню.

Вимоги до автомобіля бригадного «Mitsubishi L200»

№п/п	Назва параметру	Од. виміру	Параметри	Примітка
1.	Модель	шт	Mitsubishi L200 2,4 MT Invite 2020New	
2.	Двигун	шт	Дизель 2.4 DID MT	
3.	Робочий об'єм	см3	2442	
4.	Тип палива		Дизель	
5.	Коробка передач	шт	Механічна 5 ст.	
6.	Кількість місць	шт	5	
7.	Колір кузова		Фарба емаль БІЛА	
8.	Екологічний стан		EURO 5	
9.	Довжина	мм	5205	
10.	Ширина	мм	1785	
11.	Колісна база	мм	3000	
12.	Висота	мм	1775	
13.	Витрата пального	л/100км	8,9	
14.	Кліренс	мм	205	
15.	Повна маса	кг	2850	
16.	Вантажопідйомність	кг	1000	
17.	Максимальна швидкість	км/год	177	

Порівняльна таблиця:

Технічна характеристика	Базове шасі		
	Mitsubishi L200	Citroen Jumper	Peugeot Boxer
Двигун	2.4	2.0BlueHDi	2.0BlueHDi
Тип пального	Дизель	Дизель	Дизель
Об'єм двигуна	2442 куб.см	2198 куб.см	2198 куб.см
Повна маса	2900 кг	3500 кг	3500 кг
Вантажність	1440	1440	1440
Потужність	154 к.с.	160 к.с.	150 к.с.
Розмірність коліс	265/60 R18	215/75 R16C	215/75 R16C
Габаритні розміри:			
- Довжина	5285	6363	6363
- Ширина	1780	2522	2522
Витрата пального на 100км пробігу	10,5	14,7	14,7
Ціна без ПДВ /тис.грн./	764,31	857,5	837,7

З порівняльної таблиці видно, що автомобілі бригадні «Mitsubishi L200» є більш економічнішим у проведенні технічного огляду та ремонту, більш економічне по витраті паливо-мастильних матеріалів. Крім того автомобілі бригадні «Mitsubishi L200» є більш дешевшим за інші марки з відповідною технічною характеристикою.

Орієнтовна вартість закупівлі автомобіля бригадного «Mitsubishi L200» за рахунок ІІ 2021 складає 764,31 тис.грн. без ПДВ за 1 од. Загальна вартість придбання 5 автомобілів складає 3821,55 тис.грн. без ПДВ.

Розрахунок економічного ефекту

Економічний ефект від закупівлі автомобіля бригадного «Mitsubishi L200» буде досягнутий за рахунок наступних показників: E_1 - зниження витрат паливо-мастильних матеріалів, E_2 - зниження витрат на технічне обслуговування і ремонт.

1. Зниження витрат на паливно-мастильні матеріали:

Економія витрат пального на 100 км новим ТЗ і ТЗ, що підлягає заміні:

$$D_{\text{п}} = 20,5 \text{ л} - 10,5 \text{ л} = 10,0 \text{ л}$$

де 17,9 л – витрати пального ТЗ, що підлягає заміні; 7,9 л – витрати пального новим ТЗ;

$$D_{\text{р}} = (10,0 \text{ л} * 126 \text{ днів}) * 29,0 \text{ грн} = 36,54 \text{ тис.грн.},$$

Загальна економія витрат на паливо-мастильні матеріали складе:

$$E_1 = D_{\text{р}} = 36,54 \text{ тис.грн.}$$

2. Зниження витрат на технічне обслуговування і ремонт:

Економія витрат на ТО та ремонт ТЗ:

$$E_2 = 78,00 - 6,00 = 72,00 \text{ тис.грн.}$$

де 78,00 тис.грн – річні витрати на ТО і ремонт ТЗ, що підлягає списанню; 6,00 тис.грн – річні витрати на ТО і ремонт нового ТЗ.

Отже, сукупний економічний ефект складає:

$$E_{\text{заг}} = E_1 + E_2 = 36,54 + 72,00 = 108,54 \text{ тис.грн.}$$

Термін окупності $T_{\text{ок}} = V_{\text{нов}} / E_{\text{заг}} = 790,00 / 108,54 = 7,28$ роки,

де $V_{\text{нов}} = 790,00$ тис.грн. – орієнтовна вартість нового ТЗ; $E_{\text{заг}}$ - сукупний економічний ефект складає 108,54 тис.грн.

6.1.10 Підйомник АГП-18 на базі автомобіля Iveco Daily /4x4/

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан від 18.06.2019 р. - підйомник ОПТ-9195 на базі трактора МТЗ-82, 2006 року випуску, реєстраційний номер 08980 АТ, філії «Карпатська» підлягає списанню.

Більшість об'єктів, які обслуговує філія «Карпатська» знаходяться в гірській місцевості, де ускладнений під'їзд до них, відповідно на заміну списаному ТЗ для даної філії

пропонується придбати підйомник АП-18 /на базі автомобіля Iveco Daily /4x4/. Даний підйомник є повноприводним, що дозволить зменшити час прибуття для ліквідації аварійних пошкоджень, доїзд до місця пошкодження та зменшить тривалість вимкнення споживачів.

Орієнтовна вартість підйомника АП-18 /на базі автомобіля Iveco Daily /4x4/, складає 2 260,00 тис.грн. без ПДВ за 1 од.

Технічна характеристика	Базове шасі		
	Iveco Daily	КрАЗ-5401 HE	МАЗ-530905
Максимальна висота підйому люльки	18±0,5м	18±0,5м	18±0,5м
Колісна формула	4 x 4	4 x 4	4 x 4
Вантажопідйомність люльки	250кг	250кг	250кг
Кут повороту	360°	360°	360°
Електроізоляція люльки	1000 В	1000 В	1000 В
Габаритні розміри:			
- Довжина	8200 мм	8600 мм	8600мм
- Ширина	2100 мм	2200 мм	2350 мм
- Висота	3000 мм	2080 мм	3290 мм
Двигун	F1С3.0HPI. 146	ЯМЗ-238	ЯМЗ-65871
Потужність двигуна	180к.с.	330к.с.	330 к.с
Об'єм двигуна	3,0 л.	14,86 л	14,86 л
Розмірність коліс	225x100 R 17,5	550/75R21	16.00 R20
Об'єм паливного бака	180 л	250 л	250 л.
Витрата пального на 100км пробігу	14 л	35 л	32 л
Тип пального	Дизель	Дизель	Дизель
Витрата палива 1 мого - година	2,7 л	5,8 л	5,5 л
Кількість місць в кабіні	3 чол	3 чол	3 чол
Вага повна, кг	6850 кг	16200 кг	15800 кг
Ціна тис.грн (без ПДВ)	2900,00 грн.	3100,00 грн.	3220,00грн.

З порівняльної таблиці видно, що підйомник АП-18 /на базі автомобіля Iveco /4x4/ є більш економічним у проведенні технічного огляду та ремонті. Крім того підйомник АП-18 /на базі автомобіля Iveco /4x4/ є більш дешевшим за інші марки з відповідною технічною характеристикою.

Розрахунок економічного ефекту

Економічний ефект від закупівлі підйомник АП-18 на базі автомобіля Iveco /4x4/ буде досягнутий за рахунок: Е₁ - зниження витрат паливо-мастильних матеріалів, Е₂ - зниження витрат на технічне обслуговування і ремонт.

1. Зниження витрат на паливно-мастильні матеріали:

Економія витрат на паливо-мастильні матеріали на 1 м/год між новим ТЗ і ТЗ, що підлягає заміні складає:

$$D_{п1} = 4,5л - 2,7л = 1,8л$$

де 4,5л – витрати палива ТЗ, що підлягає заміні; 2,7 л – витрати палива новим ТЗ.

За рік, 126 робочих днів орієнтовно по 5м/год в день, складе 630м/год ТЗ, що підлягає заміні, а по 3м/год в день, складе 378м/год для нового ТЗ, отже економія витрат ПММ на рік між новим ТЗ і ТЗ, що підлягає заміні складе:

$$D_p = (1,8л * 504м/год) * 0,028 грн = 25,40 тис.грн.,$$

де 504м/год – середнє значення, 0,028 тис.грн – орієнтовна вартість пального за 1л.

Економія витрат пального на 100км новим ТЗ і ТЗ, що підлягає заміні:

$$D_{п2} = 29,5л - 14,0л = 15,5л$$

де 29,5л – витрати пального ТЗ, що підлягає заміні; 14,0л – витрати пального новим ТЗ;

$$D_{p2} = (15,5л * 126 днів) * 28,0грн = 54,68 тис.грн.,$$

Загальна економія витрат на паливо-мастильні матеріали складе:

$$E_1 = D_{p1} + D_{p2} = 25,40 + 54,68 = 80,08 \text{ тис.грн.}$$

2. Зниження витрат на технічне обслуговування і ремонт:

Економія витрат на ремонт ТЗ: $D_p = 248,41 - 38,05 = 210,36$ тис.грн.

де 248,41 тис.грн – річні витрати на ремонт ТЗ, що підлягає списанню; 38,05 тис.грн – річні витрати на ремонт нового ТЗ.

Економія витрат на технічне обслуговування ТЗ: $D_{то} = 53,14 - 6,00 = 47,14$ тис.грн.

де 53,14 тис.грн – річні витрати на ТО ТЗ, що підлягає списанню; 6,00 тис.грн – річні витрати на ТО нового ТЗ.

$$E_2 = D_p + D_{то} = 210,36 + 47,14 = 257,50 \text{ тис.грн.}$$

Отже, сукупний економічний ефект складає:

$$E_{заг} = E_1 + E_2 = 80,08 + 257,50 = 337,58 \text{ тис.грн.}$$

Термін окупності $T_{ок} = B_{нов} / E_{заг} = 2260,0 / 337,58 = 6,69$ роки,

де $B_{нов} = 2000,0$ тис.грн. – орієнтовна вартість нового ТЗ; $E_{заг}$ – сукупний економічний ефект складає 337,58 тис.грн.

6.1.11. Шасі автомобіля Ivesco Daily /4x4/

Згідно акту інженерного заключення про технічний стан від 18.06.2019 р. - автопідйомник ВС-18 на базі автомобіля ГАЗ-5201, 1988 року випуску, реєстраційний номер АТ 9401 ВВ, філії «Південна» підлягає списанню шасі підйомника.

Шасі підйомника ВС-18 працюючи в важких кліматичних умовах в гірській місцевості, де навантаження на виносні опори нерівномірне призвело до тріщин, а пізніше до розриву рами автомобіля, відповідно на заміну списаному шасі для даної філії пропонується придбати шасі автомобіля Ivesco Daily /4x4/. Дане шасі є повноприводним, що зменшить час доїзду до ліквідації аварійних пошкоджень та виконає роботи в складних кліматичних та погодніх умовах

Орієнтовна вартість шасі автомобіля Ivesco Daily /4x4/ складає 1 650,00 тис.грн. без ПДВ за 1 од.

Після закупівлі шасі автомобіля Ivesco Daily /4x4/ за власні кошти буде перелаштовано стару установку.

Технічна характеристика	Базове шасі		
	Ivesco Daily	КрАЗ-5401 НЕ	МАЗ-530905
Двигун	F1C3.0HPI. 146.	ЯМЗ-238	ЯМЗ-65871
Об'єм двигуна	3,0 л.	14,86 л.	14,86 л.
Колісна формула	4X4	4 x 4	4 x 4
Вантажопідймальність	4000 кг	8000 кг	8000 кг
Габаритні розміри:			
- Довжина	4643 мм	5250 мм	5092мм
- Ширина	2070 мм	2024 мм	1904 мм
- Висота	1300 мм	1480 мм	1420 мм
Потужність двигуна	180к.с.	330к.с.	330 к.с.
Кількість місць для сидіння	2 + 1	2 + 1	2 + 1
Тип КПП	механіка	механіка	механіка
Тип пального	дизель	дизель	дизель
Витрата палива (л/100 км.)	14	35	38
Ціна без ПДВ /тис.грн./	1900,00 грн.	2100,00 грн.	2220,00 грн.

З порівняльної таблиці видно, що шасі автомобіля Iveco Daily є більш економічнішим у проведенні технічного огляду та ремонту, більш економічне по витраті паливо-мастильних матеріалів. Крім того автомобіль Iveco Daily є більш дешевим за інші марки з відповідною технічною характеристикою.

Розрахунок економічного ефекту

Економічний ефект від закупівлі шасі автомобіля Iveco Daily буде досягнутий за рахунок наступних показників: E_1 - зниження витрат паливо-мастильних матеріалів, E_2 - зниження витрат на технічне обслуговування і ремонт.

1. Зниження витрат на паливно-мастильні матеріали:

Економія витрат на паливо-мастильні матеріали на 1 м/год між новим ТЗ і ТЗ, що підлягає заміні:

$$D_{п1} = 4,8\text{л} - 3,0\text{л} = 1,8\text{л}$$

де 4,8л – витрати палива ТЗ, що підлягає заміні; 3,0 л – витрати палива новим ТЗ.

За рік, 126 робочих днів орієнтовно по 5м/год в день, складе 630м/год ТЗ, що підлягає заміні, а по 3м/год в день, складе 378м/год для нового ТЗ, отже економія витрат ПММ на рік між новим ТЗ і ТЗ, що підлягає заміні складе:

$$D_{р1} = (1,8\text{л} * 504\text{м/год}) * 0,028 \text{ грн} = 25,40 \text{ тис.грн.},$$

де 504м/год – середнє значення, 0,028 тис.грн – орієнтовна вартість пального за 1л.

Економія витрат пального на 100км новим ТЗ і ТЗ, що підлягає заміні:

$$D_{п2} = 30,0\text{л} - 14,0\text{л} = 16,0\text{л}$$

де 29,5л – витрати пального ТЗ, що підлягає заміні; 14,0л – витрати пального новим ТЗ;

$$D_{р2} = (16,0\text{л} * 126 \text{ днів}) * 28,0\text{грн} = 56,45 \text{ тис.грн.},$$

Загальна економія витрат на паливо-мастильні матеріали складе:

$$E_1 = D_{р1} + D_{р2} = 25,40 + 56,45 = 81,85 \text{ тис.грн.}$$

2. Зниження витрат на технічне обслуговування і ремонт:

Економія витрат на ремонт ТЗ: $D_{р} = 130,90 - 21,53 = 109,37$ тис.грн.

де 130,90 тис.грн – річні витрати на ремонт ТЗ, що підлягає описанню; 21,53 тис.грн – річні витрати на ремонт нового ТЗ.

Економія витрат на технічне обслуговування ТЗ: $D_{то} = 10,20 - 3,60 = 6,60$ тис.грн.

де 10,20 тис.грн – річні витрати на ТО ТЗ, що підлягає описанню; 3,60 тис.грн – річні витрати на ТО нового ТЗ.

$$E_2 = D_{р} + D_{то} = 109,37 + 6,60 = 115,97 \text{ тис.грн.}$$

Отже, сукупний економічний ефект складає:

$$E_{заг} = E_1 + E_2 = 81,85 + 115,97 = 197,82 \text{ тис.грн.}$$

Термін окушності $T_{ок} = V_{нов} / E_{заг} = 1650,0 / 197,82 = 8,34$ роки,

де $V_{нов} = 1000,0$ тис.грн. – орієнтовна вартість нового ТЗ; $E_{заг}$ - сукупний економічний ефект складає 197,82 тис.грн.

РОЗДІЛ 7.

«Інше»

7.1 Обладнання та прилади для експлуатації та випробувань електричних мереж

7.1.1. Портативна система для СНЧ випробувань КЛ до 35 кВ Baug Viola або аналог

Інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається придбати портативну систему для СНЧ випробувань КЛ до 35 кВ Baug Viola або аналог.

На сьогоднішній день в експлуатації АТ «Прикарпаттяобленерго» наявні КЛ зі зшитого поліетилену. Дані КЛ необхідно випробовувати змінною напругою частотою 0,1 Гц. Заводи-виробники забороняють проведення випробувань даних кабельних ліній постійною напругою (призводить до пошкодження КЛ). Випробування кабельних ліній (зі зшитого поліетилену, паперово-масляною ізоляцією) даною установкою дозволяє знаходити дефекти ізоляції без додаткового навантаження на здорові ділянки ізоляції кабельних ліній. Дана портативна система в компанії відсутня. Може виникнути при масовому використанні КЛ зі зшитого поліетилену при реконструкції та новому будівництві ПС 35-110 кВ.

Портативна система для СНЧ випробувань КЛ до 35 кВ Baug Viola або аналог призначена для перевірки кабельної оболонки, випробування кабелів середньої напруги і електрообладнання, а також для діагностики кабелів, наприклад, вимірювання тангенса кута діелектричних втрат і рівня часткових розрядів. Має двухмодульне виконання, функції автоматичного розпізнавання пробою, збереження результатів, вимірювання струмів витоку. Відрізняється високою безпекою. Хід випробувань і діагностики автоматичний, програмне забезпечення російською мовою. Є вбудований відсік для зберігання кабелю і можливість доукомплектації. Випробування змінною напругою частотою 0,1 Гц КЛ до 35 кВ не проводились у зв'язку з відсутністю системи.

Систему в роботі буде використовувати Служба діагностики, ізоляції та захисту від перенапруг

Орієнтовна вартість приладу складає 1342,98 тис.грн. без ПДВ.

Розрахунок економічної ефективності.

При наявності даних прилад зменшиться ймовірність пошкодження КЛ. Враховуючи, що ціна відшукання пошкодження КЛ зі зшитого поліетилену підрядною організацією становить орієнтовно 14 тис.грн., а також кількість пошкоджень, на даний момент, біля 12 разів в рік, термін окупності приладу розрахуємо, як:

$$T_{ок} = \text{Варт прил.} / (\text{варт.відш.пошк.} \times \text{кільк.пошк.}) = 1342,98 / (14 \times 12) = 8,0 \text{ р.}$$

7.1.2. Приймач ударних імпульсів від акустичних хвиль Digiphone+

Інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається придбати приймач ударних імпульсів від акустичних хвиль digiphone+.

Приймач digiphone+ є приймачем ударних імпульсів для акустичної та електромагнітної точної локалізації кабельних пошкоджень. Завдяки двом новим, комбінованим технологіям для придушення сторонніх шумів, забезпечує максимальну, відмінну акустику, пропускає тільки звуки пробую в місці пошкодження. Сигнал, що подається генератором digiphone+ в пошкоджений кабель, в місці пошкодження призводить до пробую, шум від якого поширюється в ґрунті. Різниця в часі між приходом електромагнітного і акустичного сигналів дозволяє доволі точно визначити відстань до місця пробую кабелю. Відстань до місця пошкодження кабелю представляється в метрах і мілісекундах.

У зв'язку з частими збоями у роботі, з метою підвищення ефективності використання робочого часу, трудових та матеріальних ресурсів необхідно закупити систему Приймач digiphone+. Даний приймач суттєво (в 2-3 рази) економить час на пошук траси і місць пошкодження кабельних ліній. Раніше користувались приймачами П-805 які не дають достатньої точності при виконанні даних робіт, що в свою чергу збільшує час на пошук трас і місць пошкодження кабельних ліній.

Систему в роботі буде використовувати Служба діагностики, ізоляції та захисту від перенапруг. На сьогодні в АТ «Прикарпаттяобленерго» відсутній Приймач digiphone+.

Орієнтовна вартість приладу складає **194,54 тис.грн. без ПДВ.**

Розрахунок економічної ефективності.

При наявності даний прилад зменшиться ймовірність пошкодження КЛ. Враховуючи, що ціна відшукування пошкодження КЛ зі сшитого поліетилену підрядною організацією становить орієнтовно 14 тис.грн., а також кількість пошкоджень, на даний момент, біля 5 разів в рік, термін окупності приладу розраховуємо, як:

$$T_{ок} = \text{Варт прил.} / (\text{варт. відп. пошк.} \times \text{кільк. пошк.}) = 194,54 / (14 \times 5) = 2,8 \text{ років.}$$

7.1.3. Електролабораторія кабельна пересувна

Для випробування електрообладнання та відновлення живлення споживачів інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається придбання кабельної електролабораторії.

На сьогодні кабельна лабораторія «Робур» виробництва DDR 1987р, обланання якої в 1999 році було списано. У 2001 році обладнання було відновлено та встановлене на нове шасі. Останнім часом лабораторія часто виходить з ладу. Запчастини, які використовуються для ремонту, імпортного виробництва аналогів яких в Україні немає. Електролітичні конденсатори, які використовуються в усіх блоках повисихали. Вартість ремонту на протязі 2-3 років перевищить вартість нової лабораторії. Внаслідок частих поломок зриваються поїздки на аварійно-відновлювальні роботи.

Систему в роботі буде використовувати Служба діагностики, ізоляції та захисту від перенапруг.

Орієнтовна вартість складає **580,87 тис.грн. без ПДВ.**

Розрахунок економічної ефективності.

При наявності електролабораторії покращиться експлуатація та зменшиться ймовірність пошкодження КЛ. Враховуючи, що ціна відшукування пошкодження КЛ підрядною організацією становить орієнтовно 10 тис.грн., а також кількість пошкоджень, на даний момент, біля 250 разів в рік, термін окупності приладу розрахуємо, як:

$$T_{ок} = \text{Варт прил.} / (\text{варт.відш.пошк.} \times \text{кільк.пошк.}) = 580,87 / (10 \times 250) = 0,2 \text{ років.}$$

7.1.4. Комплект діагностичний мобільний на базі моста змінного струму СА7100-3

Інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається комплект діагностичний мобільний на базі моста змінного струму СА7100-3.

Комплект діагностичний в комплекті моста СА7100-3 з комутатором, джерелом змінної робочої напруги, які змонтовані на візку, призначений для вимірювання кута діелектричних втрат, електричної ємності та опорю ізоляції електрообладнання.

Даний діагностичний комплекс буде використовуватися для замірів характеристик електрообладнання, яке прийшло на склад – нове або вийшло з капітального ремонту, який проводиться на базі АТ. Раніше, для проведення замірів необхідно використовувати пересувні ЕТЛ, які в сезон капітальних ремонтів ПС 35-110 кВ постійно використовуються на виїзді роботи, крім того пересувні ЕТЛ час від часу знаходяться на ремонті (ремонт автомобіля). На сьогоднішній день даний комплект в АТ «Прикарпаттяобленерго» відсутній.

Систему в роботі буде використовувати Служба діагностики, ізоляції та захисту від перенапруг.

Орієнтовна вартість комплекту складає **340,97 тис.грн. без ПДВ.**

Розрахунок економічної ефективності.

При наявності комплекту діагностичного зменшиться використання пересувних електролабораторій які в свою чергу будуть задіяні на виїзних випробуваннях електрообладнання ПС 35-110 кВ. Витрати на роботи з випробування електрообладнання, котрі виконуються однією ЕТЛ-35, згідно тимчасових ресурсних елементно-кошторисних норм на роботи з ревізії, налагодженню та іспитам (ТРЕКН) щодня становить в середньому 0,800 тис. грн. Загальна середньорічна економія витрат від експлуатації ЕТЛ-35 становить: 0,8 тис. грн. x 251 день x 1 од. = 200,8 тис. грн. Для придбання комплекту діагностичного потрібно 622,70 тис. грн. без ПДВ Термін окупності інвестицій складає: 340,97 тис грн. /200,8 тис. грн. = 1,7 р. де: 340,97 тис грн. - сума капітальних вкладень без ПДВ; 200,8 тис. грн. – середньорічна економія витрат.

7.1.5. Комплект для перевірки МП РЗА (6х32А, 400х300В, ПЗ Advanced Protection, IEC61850, приналежності, транспортний кейс) CMC356 OMICRON

OMICRON CMC 356 - випробувальна установка для виконання перевірок складних мікропроцесорних пристроїв РЗА, приладів обліку, електричних перетворювачів і SCADA систем.

Підрозділ в якому є потреба у використанні: служба РЗА, дирекція технічна;

Цільове застосування: Технічна експлуатація складних та дуже складних пристроїв мікропроцесорних терміналів захисту та автоматики (типу АВВ 650-її, 670-її серій, Міcom 30-их та 40-их серій, GeneralElectric D30, F650, тощо);

Ситуація на зараз: На даний час в службі РЗА, для виконання вище поставлених завдань, використовується система «Реле-тестер» 2003 року виготовлення, який є вітчизняним аналогом пристрою Omicron CMC. Проте дане обладнання не призначене до частих перевезень (виїзди на об'єкт) та як наслідок характеризується частими поломками, основні з яких це внутрішні несправності елементів мікроелектронної бази. Протягом останніх років кількість поломок суттєво збільшилася, станом на 2020 рік даним пристроєм вдалося перевірити тільки 4 з 11 пристроїв РЗА, все інше через його складну поломку довелося перевіряти в неповному об'ємі з перенесенням завершення робіт на пізніший термін.

Таблиця 1. Технічні характеристики установки OMICRON CMC 356

№ п/п	Найменування параметру	Необхідне значення параметру	
1	ДЖЕРЕЛА СТРУМУ		
	Кількість, шт.	6	
	Навантажувальна спроможність, А		
	- змінного струму в шестифазному режимі	6 x 0-32	
	- змінного струму в трифазному режимі	3 x 0-64	
	- змінного струму в однофазному режимі	1 x 0-128	
	- постійного струму в одноканальному режимі	1 x 0-180	
	Мінімальний крок зміни струму, мА	1,0	
	Максимальна вихідна напруга (амплітудне значення, без допоміжного обладнання), В, не менш:		
	- в шестифазному режимі	35	
	- в трифазному режимі	70	
	- в однофазному режимі	140	
	Максимальна вихідна потужність, ВА, не менш:		
	- змінного струму в шестифазному режимі	430,0	
	- змінного струму в трифазному режимі	860,0	
	- змінного струму в однофазному режимі	1740,0	
	- постійного струму в одноканальному режимі	1400,0	
	Точність гарантована	0,15% воспр. +0,05% діап.	
	Автоматичне розпізнавання перевантаження джерел струму із сигналізацією в ПЗ	так	
	Використання сигналу перевантаження джерел струму для зупинення таймеру	так	
	Окреме регулювання частот по каналах	6хDC... 1,0 кГц	
2	ДЖЕРЕЛА НАПРУГИ		
	Кількість, шт, не менш	4	
	Максимальна напруга на виході, В		
	- змінного струму в чотирифазному режимі	4 x 0-300	
	- змінного струму в трифазному режимі	3 x 0-300	
	- змінного струму в однофазному режимі	1 x 0-600	
	- постійного струму в 4-канальному режимі	4 x 0-300	
	Мінімальний крок зміни напруги в автоматичних діапазонах, мВ:		
	- 150 В	5	
	- 300 В	10	

№ п/п	Найменування параметру	Необхідне значення параметру	
	Максимальна вихідна потужність, ВА, не менш - змінного струму в чотирифазному режимі - змінного струму в трифазному режимі - змінного струму в однофазному режимі - постійного струму в 1-канальному режимі, Вт	4 x 75 3 x 100 1 x 275 1 x 420	
	Точність гарантована	0,08% воспр. +0,02% діап.	
	Автоматичне розпізнання перевантаження джерел напруги із сигналізацією в ПЗ	так	
	Окреме регулювання частот по каналах	4xDC...1,0 кГц	
3	ПІДКЛЮЧЕННЯ ДЖЕРЕЛ СТРУМУ ТА НАПРУГИ ДО ОБ'ЄКТУ		
	Комбіноване безпечне гніздо струмів та напруги	Да	
	Однополюсні гнізда джерел струму (для безпечного штекеру 4 мм), шт., не менш	8	
	Однополюсні гнізда джерел напруги (для безпечного штекеру 4 мм), шт., не менш	6	
4	ДЖЕРЕЛА СТРУМУ ТА НАПРУГИ (загальні параметри)		
	Діапазон зміни частоти сигналу джерел струму і напруги, Гц	10-1000	
	Діапазон гармонік / інтергармонік, Гц		
	- напруга	10 - 3000	
	- струм	10 - 1000	
	Точність/дрейф частоти, ± ррп	0,5 / 0,01	
	Мінімальний крок зміни частоти, Гц	0,01	
	Коефіцієнт нелінійних спотворень форми синусоїдального сигналу на промисловій частоті (50 Гц), %, не більш	1,0	
	Діапазон зміни фазового зміщення каналів струму та напруги на частоті 50 Гц	0-360°	
	Мінімальний крок зміни фазового зміщення каналів струму та напруги на частоті 50 Гц	0,001°	
	Точність гарантована, °		
	- струм	<0,1°	
	- напруга	<0,2°	
5	НИЗКОРІВНЕВІ ВИХОДИ		
	Кількість, не менш	6	
	Діапазон напруги, В	0 - 10	
	Максимальний вихідний струм, мА	1	
	Точність гарантована, %	<0,07 %	
	Розподільча здатність, мкВ	250	
6	ДВІЙКОВІ ВИХОДИ (реле)		
	Кількість, не менш	4	
	Комутаційна здатність при змінному струмі:		
	- напруга, В	300	
	- струм, А	8	
	- потужність, ВА	2000	
	Комутаційна здатність при постійному струмі:		
	- напруга, В	300	
	- струм, А	8	
	- потужність, Вт	50	
7	ДВІЙКОВІ ВИХОДИ (транзисторні)		
	Кількість, не менш	4	
	Частота оновлення, кГц	10	
	Максимальний струм, мА	5	
8	ДЖЕРЕЛО НАПРУГИ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ (оперативний струм)		
	Діапазон вихідної напруги, В	0-264	
	Діапазон вихідного струму, А	0-0,8	
	Максимальна вихідна потужність, Вт	50	
	Розмір пульсацій у частоті 0-20 МГц при вихідній	0,5	

№ п/п	Найменування параметру	Необхідне значення параметру	
	напрузі 220 В та максимальній вихідній потужності, %, не більш		
9	ДВІЙКОВІ ВХОДИ		
	Кількість, шт., не менш	10	
	Критерії спрацювання - переключення від «сухих» контактів - макс. порогове значення напруги, В	так 0 - 300	
	Діапазони напруги, В діапазон I діапазон II	20 300	
	Розподільча здатність, мВ діапазон I діапазон II	50 500	
	Час усунення брязкітку контактів / час заглушення короткочасних завад, мс	0-25	
	Частота дискретизації, кГц, не менш	10	
	Можливість роботи входів при змінній оперативній напрузі (з конвертором)	так	
10	ПОДКЛЮЧЕННЯ ДВІЙКОВИХ ВХОДІВ ДО ОБ'ЄКТУ		
	Однополюсні гнізда (для безпечного штекеру 4 мм), шт., не менш	20	
11	МІЛІСЕКУНДОМЕР		
	Діапазон виміру часу, с	0,001 - 99 999	
12	Інтерфейси зв'язку Ethernet		
	Порти Ethernet, кількість, не менш	2	
	Порти Ethernet, тип	10/100/1000 Base-TX	
	Порти Ethernet, технологія PoE	1 x Class 1 1 x Class 2	
13	Інтерфейси зв'язку USB		
	Порти USB, кількість, не менш	2	
	Порти USB, тип	1 x USB тип B 1 x USB тип A	
14	Інтерфейси зв'язку Wi-Fi		
	Бездротове керування по Wi-Fi	так	
15	ЗАГАЛЬНІ ДАНІ		
	Світлова LED індикація наявності небезпечної напруги на джерелах струму /напруги /оперативного живлення	так	
	Маса, кг, не більш	17 кг	
	Габарити (Ш x В x Г), см, не більш	450 x 145 x 390	
	Електроживлення: - Номінальна напруга, В - Допустима напруга, В - Номінальна частота, Гц - Допустима частота - Номінальний струм при 230В, А, не більш	220 85-264 50 45-65 10	
16	КОМПЛЕКТАЦІЯ ПРОГРАМНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ		
	QuickCMC / Ручне керування	так	
	State Sequencer / Створення та виконання послідовностей станів	так	
	Ramping / Лінійна зміна сигналу	так	
	TransPlay / Відтворення файлів COMTRADE	так	
	Harmonics / Генератор гармонік	так	
	Binary I/O Monitor / Контроль положення двійкових входів/виходів	так	
	CB Configuration / Моделювання силового вимикача	так	
	AuxDC Configuration / Керування джерелом оперативної напруги	так	
	ISIO Connect Tool / Підключення блоку розширення входів/виходів ISIO 100	так	
	Polarity Checker / Генерація пилкоподібних сигналів для	так	

№ п/п	Найменування параметру	Необхідне значення параметру	
	перевірки полярності кіл ТС і ТН		
	TransPlay / Відтворення файлів COMTRADE	так	
	Control Center / Створення та виконання шаблонів тестування багатофункціональних УРЗА	так	
	ADMO TSM / Автоматичне відстеження наявності оновлень ПЗ установки для забезпечення кібербезпеки при роботі у інформаційних мережах підстанцій	так	
	Advanced Protection / Комплект ПЗ для автоматичної перевірки пристроїв РЗА	так	
	IEC61850 Basic Package у складі: Client/Server, GOOSE, IEDScout / Комплект ПЗ для перевірки пристроїв РЗА за стандартом IEC61850.	так	
17	ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ ДО ПРОГРАМНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ		
	Українська або російська мова інтерфейсу користувача	так	
	Українська або російська мова системи контекстної допомоги	так	
	Можливість встановлення ПЗ на будь-яку кількість ПК керування	так	
	Підтримка технології XRIO для автоматичного передавання уставок МП пристроїв РЗА до ПЗ установки	так	
	Наявність навчального відеокурсу українською (або російською) мовою у складі програмного забезпечення	так	
22	ВЗАЄМОДІЯ З ІНШИМИ ПРОГРАМНИМИ КОМПЛЕКСАМИ ТА ОБЛАДНАННЯМ		
	Можливість передавання результатів вимірів аналізатору трансформаторів струму STAnalyzer в ПЗ установки, що пропонується	так	
23	КОМПЛЕКТ ПОСТАВКИ		
	Перевірочна установка	1	
	Кабель Ethernet для підключення до мережі Ethernet та до комп'ютера: - довжина 1,5 м - довжина 3,0 м	1 1	
	Кабель USB для підключення установки до ПК	1	
	М'яка сумка для перенесення установки	1	
	Стандартні випробувальні проводи довжиною 2 м для підключення установки до об'єкту випробувань: - червоні - чорні	6 6	
	Термінальні адаптери для підключення до клем об'єкту випробувань; з одного боку латунний наконечник, з другого боку гніздо для підключення штекеру 4 мм	12	
	Гнучкі перемички для закорочування джерел струму	4	
	Мережевий шнур живлення	1	
	Комбінований генераторний кабель для подання на об'єкт тестування 3-фазної напруги і 3-фазного струму: - кількість проводів в кабелі 8 шт., - довжина 3 м, - перетин кожного проводу 2,5 мм ² , - струм навантаження на кожний провід 32 А, - комбінований безпечний роз'єм струмів та напруги у бік установки, - однополюсні безпечні штекери 4 мм, 8 шт., у бік об'єкту	так	
	Комплекти приналежностей для підключення до об'єктів тестування: - Сумка (мішок) розміром 26 x 38 см; - 10 перехідників для стаціонарного встановлення, з одного боку клема під гвинт М5, з другого боку роз'єм для підключення штекеру 4 мм; - 20 перехідників для стаціонарного встановлення, з	так	

№ п/п	Найменування параметру	Необхідне значення параметру	
	одного боку клема під гвинт М4, з другого боку роз'єм для підключення штекеру 4 мм; - 4 зажими типу «крокодил» (2 чорних, 2 червоних); - 4 гнучкі перемички для закорочування джерел струму із штекерами 4 мм; - 12 термінальних адаптерів для підключення до клем об'єкту тестування, з одного боку латунний наконечник, з другого боку гніздо для підключення штекеру 4 мм; - 12 гнучких перехідних випробувальних провідників довжиною 5 см із штекерами 4 мм; - 10 кабельних стяжок з синтетичного матеріалу.		
	Кейс для транспортування	так	
	DVD-диск с програмним забезпеченням	так	
	ПК для керування	так	
24	ВИМОГИ ЩОДО БЕЗПЕКИ		
	Учасником тендера має бути наданий сертифікат незалежної випробувальної лабораторії, що підтверджує відповідність установки стандарту безпеки EN 61010 1:2010	так	
25	ГАРАНТІЙНІ ЗОБОВ'ЯЗАННЯ, СЕРТИФІКАТИ та ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ		
	Гарантійний термін, що передбачає безкоштовний ремонт виробу або заміну запасних частин та комплектуючих, місяців, не менше	24	
	Технічні характеристики та параметри обладнання що пропонується мають підтверджуватися документацією заводу-виробника (каталоги, брошури), що розміщені у загальному доступі. Учасник має надати посилання на офіційний сайт заводу-виробника з цією документацією.	так	
	Повноваження учасника тендеру виконати поставку обладнання, що пропонується, та збереження гарантійних зобов'язань мають бути підтвержені листом заводу-виробника.	так	
	Учасником тендера має бути надане документальне підтвердження включення Пристрою до єдиного реєстру засобів виміральної техніки України	так	
	Учасником тендера має бути надана методика перевірки пристрою затверджена державними метрологічними органами України	так	

Визначення економ ефекту.

Орієнтовна вартість даної установки складає **1 792,25 тис. грн. (без ПДВ)**. Кількість складних мікропроцесорних пристроїв, яка потребує використання даного обладнання (див. таблиця №2), - **42 шт.** Щороку добавляється до даного переліку від 3 до 6 приладів (вибірка за три останні роки 2018р. – 6шт.; 2019р. – 6шт.; 2020р. – 3шт.).

Затверджений цикл технічного обслуговування складає 4 роки. Орієнтовна вартість виконання робіт при залучення підрядної організації, яка використовує дане обладнання, складає **250,00 – 350,00 тис. грн. (з ПДВ)**.

Таблиця 2. Перелік складних МП, які потребують Omicron CMC 356

станом на
01.09.2020р.

Фірма	Тип МП	к-сть, шт.
ABB	REL650	11
ABB	RBC650	7
Alstom	Micom P441	8
Alstom	Micom P143	1
General Electric	D30	4
General Electric	F60	1

General Electric	F650	2
Хартрон	Діамант L011	2
Хартрон	Діамант T010	2
Хартрон	Діамант T011	2
Хартрон	Діамант T030	2
Сумарно		42

Враховуючи наведену інформацію та величину річної інфляції в розмірі 3% термін окупності складе орієнтовно 7 років (див. таблиця №3).

$$\text{Термін окупності} = 1\,792,25/250 = 7,2 \text{ р}$$

Таблиця 3. Розрахунок терміну окупності

Річна інфляція	3,00%									
Приріст МП в рік	4,5									
Рік	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Загальна к-сть МП, шт	42	47	51	56	60	65	69	74	78	83
к-сть МП для ТО в рік, шт	11	12	13	14	15	16	17	18	20	21
Орієнтовні витрати на ТО (із розрахунку на 1шт.), тис. грн.	30,90	31,83	32,78	33,77	34,78	35,82	36,90	38,00	39,14	40,32
Сумарні витрати тис. грн (із накопиченням)	324,45	694,44	1 112,41	1 580,90	2 102,57	2 680,20	3 316,66	4 014,96	4 778,26	5 609,80

7.1.6. Прилади вимірювання ПЯЕЕ Metrel MI 2892 EU клас А (з комплектом струмовимірювальних кліщів)

Аналізатори якості електричної енергії Metrel (з комплектом струмовимірювальних кліщів) оснащені зручним кольоровим дисплеєм, що забезпечує легке сприйняття результатів вимірювань, є приладами високого класу точності, що дозволяє їх використання для сертифікації електричних мереж. Застосовуватимуться в підрозділі АТ Прикарпаттяобленерго: Служба розподільних мереж – Група моніторингу параметрів якості електричної енергії.

Функції аналізаторів якості електроенергії :

- вимірювання і реєстрація напруги, відхилення напруги;
- вимірювання і реєстрація сили струму;
- вимірювання і реєстрація частоти, відхилення частоти;
- вимірювання і реєстрація короткочасної і тривалої дози флікера;
- вимірювання і реєстрація особливих подій напруги;
- вимірювання і реєстрація коефіцієнтів несиметрії за нульовою і зворотною послідовністю;
- вимірювання і реєстрація коефіцієнтів гармонік і сумарних коефіцієнтів гармонік напруги і струму;
- вимірювання і реєстрація активної, реактивної і повної потужності і енергії, а також коефіцієнта потужності та $\cos \phi$.

З 1.01.2021 вводиться в дію розділ 6.3 Кодексу Системи Розподілу, дотримуючись якого АТ «Прикарпаттяобленерго» необхідно буде встановлювати прилади моніторингу параметрів якості електричної енергії на шинах високої та середньої напруг ПС, в точках приєднання споживачів середньої напруги та на ТП.

Керуючись Постановою НКРЕКП №375 від 12.06.2018, за результатами розгляду письмових звернень від споживачів щодо невідповідності якості електричної енергії, яких станом на 1.08.2020 зафіксовано 742 шт, з них колективних – 259 шт, проведено 135 вимірювань ПЯЕЕ, за результатами яких розроблялись організаційно-технічні заходи. За вимогами нової Постанови яка діє з 1.07.2020 при зверненні споживача необхідно встановлювати прилад вимірювання в точці загального приєднання до мереж, в кінці ПЛ а також на автоматичному вимикачі в трансформаторній підстанції від якої він живиться, а у випадку колективного звернення і на всіх відгалуженнях фідеру до якого приєднані скаржники.

З врахуванням імовірного збільшення кількості вимірювань ПЯЕЕ для дотримання вимогам Постанови НКРЕКП та введенням в дію розділу 6.3 КСР (щорічна додаткова кількість вимірювань на шинах ПС збільшиться на 85 шт, враховуючи їх кількість що знаходиться на балансі та обслуговувані АТ) та з метою дотримання тривалості вимірювань, згідно вимог Кодексу (не менше семи днів), необхідно ще додатково придбати 10 одиниць спеціалізованих приладів Metrel відповідного класу вимірювань.

Орієнтовна вартість приладу складає **119,79 тис.грн. без ПДВ.**

Розрахунок економічної ефективності.

Враховуючи, що в середньому, штрафних санкцій, за недотримання відповідності якості електричної енергії, кожному споживачу виплачується 875 грн протягом року, а кількість таких вимірювань ПЯЕЕ становить 135 шт., термін окупності приладів Metrel розрахуємо, як:

$$T_{ок} = \text{Варт прил.} / (\text{Варт.виплат.} \times \text{Кільк.вимірювань}) = 119,79 \times 10 \text{ шт} / (0,875 \times 135) = 10,14 \text{ р.}$$

Розрахунок економічної ефективності від впровадження інвестиційної програми на 2021 р.

Розрахунок визначає загальну економічну ефективність впровадження інвестицій в цілому по підприємству і базується на Методиках визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику (ГКД 340.000.001-95 та ГКД 340.000.002-97).

1. Рентабельність інвестицій.

Рентабельність інвестицій (R_i) характеризує частку капітальних вкладень, яка повертається щорічно у вигляді прибутку. Цей показник рекомендується (п.2.11. Методики) як критерій загальної ефективності для статичних задач, коли інвестиції K здійснюються на протязі року, а поточний прибуток не змінюється за розрахунковий період.

$$R_i = \frac{(\Pi_{pt} + A_{pt} + Л_t)}{K} \quad (2.15)$$

де Π_{pt} – поточний річний чистий прибуток;

A_{pt} – амортизаційні відрахування;

$Л_t$ – ліквідаційна (залишкова) вартість;

K – капітальні вкладення;

Умова:

$$R_i > E$$

де E —норма дисконту (банківська процентна ставка).

2. Інтегральний дисконтований чистий прибуток (інтегральний ефект).

Інтегральний ефект (Π_{dc}) є одним з основних показників ефективності капітальних вкладень. Критерієм загальної ефективності інвестицій є позитивне значення Π_{dc} :

$$\Pi_{dc} > 0 \quad (2.6)$$

Для статичних задач (в яких інвестиції здійснюються за один рік, а поточні показники не змінюються на протязі розрахункового періоду (п.2.7 Методики):

$$\Pi_{dc} = \frac{(\Pi_{pt} + A_{pt})}{E} - K \quad (2.8)$$

3. Термін окупності.

Термін окупності $T_{ок}$ в статичних задачах дорівнює оберненій величині рентабельності інвестицій R_i (п. 2.12 Методики), при цьому $T_{ок} = T_{п}$ ($T_{п}$ - період повернення капіталу):

$$T_{ок} = \frac{1}{R_i} \quad (2.16)$$

Для статичних задач розрахунковий період $T_p = \frac{1}{E}$ (п. 2.12 Методики), тому критерій ефективності: $T_{ок} < T_p$

Вибрані показники ефективності відповідають рекомендаціям Методики (п.2.14) для задач, що реалізуються.

Розрахунки.

1. Вихідні дані:

Обсяг капіталовкладень: $K = 452\,557$ тис.грн.
Амортизаційні відрахування: $A_{pt} = 228\,990$ тис.грн.
Прогнозований прибуток на 2021 р.: $\Pi_{pt} = 0$ тис.грн.
Банківська процентна ставка: $E = 6,0\%$ ($E=0,06$).

2. Результати розрахунків:

Рентабельність інвестицій:

$$R_i = 228990/586358 = 0,506$$

При цьому $R_i > E$, - умова ефективності виконується.

2.2 . Інтегральний ефект:

$$\Pi_{дс} = 228990/0,06 - 452\,557 = 3363943 \text{ тис.грн.}$$

При цьому $\Pi_{дс} > 0$, - умова ефективності виконується.

2.3 . Термін окупності:

$$T_{ок} = 1/0,506 = 1,98 \text{ років.}$$

Розрахунковий період:

$$T_p = 1/0,06 = 16,67 \text{ років.}$$

При цьому $T_{ок} < T_p$, умова ефективності виконується.

Таким чином, усі показники ефективності виконуються.

7.1.7 Трасошукач RIDGID SeekTech SR-24

Інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається придбати трасошукачі RIDGID SeekTech SR-24 або аналог в кількості 2 шт.

Підрозділ в якому є потреба у використанні: група кабельних мереж служби розподільних мереж, дирекція технічна;

Цільове застосування: використовується разом з лінійним передавачем сигналів для точного виявлення місця розташування підземних кабельних мереж та зняття геокоординат траси проходження КЛ для ГІС;

Ситуація на зараз: АТ «Прикарпаттяобленерго» немає на даний час точної інформації про місцезнаходження підземних кабельних ліній (розміщення по трасі КЛ відносно споруд, глибина залягання КЛ і т.д.). Паперові паспорти КЛ (планиети КЛ), які ведуться у CRM, зокрема, по м. Івано-Франківськ, не містять інформації про траси та залягання КЛ на глибині з потрібною точністю, а саме: під час розкопок та ремонту КЛ необхідно мати точну їх трасу проходження (місця поворотів, наявність муфт і т.д.), глибину залягання кабеля, наявність інших інженерних мереж у місці розкопок. В іншому випадку – під час розкопок КЛ для ремонтів – часто бувають зайві розкопки з відхиленням від фактичної траси проходження КЛ, а інколи це може призвести до пошкодження інших КЛ, які знаходяться у зоні розкопок, у ході земляних робіт. Для відшукування трас КЛ використовуються трасошукачі із застосуванням високочастотних генераторів (лінійних передавачів), який підключається до одного із кінців кабеля зі сторони джерела електропостачання. Тобто, виникають труднощі під час експлуатації та обслуговування кабельних мереж.

Короткий опис предмету закупівлі: Трасошукач RIDGID SeekTech SR-24 доцільно використовувати разом із лінійним передавачем типу SeekTech ST-305 або аналог для виявлення місця розташування підземних інженерних мереж. При наявності поля з

електромагнітним сигналом і металевого провідника трасошукач покаже карту з місцем розташування комунікації і напрямком сигналу. При виявленні перешкод або конфліктуючих сигналів SR-24 попереджає оператора, зводячи до мінімуму можливі неточності показань. За допомогою вбудованого GPS і Bluetooth можна передати повні дані за місцезнаходженням на смартфон або планшет і конвертувати в програму GIS. Переваги трасошукача RIDGID SeekTech SR-24:

- Дисплей з картою. Дані по сигналу в реальному часі, включаючи місце розташування, напрямок, глибину і ступінь точності.
- Система множинних антен. Мертві точки, або невизначені значення виключаються, а швидкість і точність вище.
- Вбудований GPS. Ідентифікує координати GPS для карти і програми GIS.
- GPS-з'єднання із зовнішнім джерелом. Вбудований Bluetooth дозволяє комунікацію з зовнішніми GPS-приладами.
- Потіки даних. Підключається до пристроїв з Bluetooth для найбільш повної реєстрації даних.
- Додаток RIDGIDtrax для смартфона / планшета. Відображення карти і виявлення множинних маршрутів і точок, а також трансфер даних в програму GIS. Записані карти можна висилати в форматі KML (Google Earth) по електронній пошті.

Комплектація:

- Трасошукач RIDGID SeekTech SR-24
- маркери
- тримач щогли
- 4 акумулятора типу C
- Інструкція по експлуатації, DVD
- Міцний пластиковий кейс

Орієнтовна вартість приладів складає 172,25 тис.грн. без ПДВ за одиницю.

Розрахунок економічної ефективності.

При наявності даних прилад зменшиться ймовірність пошкодження КЛ. Враховуючи, що ціна відшукування пошкодження КЛ зі шитого поліетилену підрядною організацією становить орієнтовно 14 тис.грн., а також кількість пошкоджень, на даний момент, біля 5 разів в рік, термін окупності приладу розраховуємо, як:

$$T_{ок} = \text{Варт прил.} / (\text{варт.відш.пошк.} \times \text{кільк.пошк.}) = 105,37 / (14 \times 5) = 1,5 \text{ р.}$$

7.1.8 Лінійний передавач SeekTech ST-510

Інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається придбати лінійні передавачі RIDGID SeekTech ST-510 або аналог в кількості 2 шт.

Підрозділ в якому є потреба у використанні: група кабельних мереж служби розподільних мереж, дирекція технічна.

Цільове застосування: використовується разом з трасошукачем для подачі височастотного сигналу підземною кабельною лінією для точного визначення її місця розташування.

Ситуація на зараз: АТ «Прикарпаттяобленерго» немає на даний час точної інформації про місцезнаходження підземних кабельних ліній (розміщення по трасі КЛ відносно споруд, глибина залягання КЛ і т.д.). Паперові паспорти КЛ, які ведуться СРМ, зокрема, по м. Івано-Франківськ, не містять інформації з такою точністю, яка необхідна: під час розкопок та

ремонті КЛ необхідно мати точну їх трасу проходження (місця поворотів, наявність муфт і т.д.), глибину залягання кабеля, наявність інших інженерних мереж у місці розкопок. В іншому випадку – під час розкопок КЛ для ремонтів – часто бувають зайві розкопки з відхиленням від фактичної траси проходження КЛ, а інколи це може призвести до пошкодження інших КЛ у ході земляних робіт. Для відшукування трас КЛ використовуються трасошукачі із застосуванням високочастотних генераторів (лінійних передатчиків), який підключається до одного із кінців кабеля зі сторони джерела електропостачання. Тобто, виникають труднощі під час експлуатації та обслуговування кабельних мереж.

Короткий опис предмету закупівлі: лінійний передавач SeekTech ST-305 потужністю 5 Вт дозволяє подавати напругу на металеві провідні частини КЛ для її трасування.

Технічні характеристики:

Пряме з'єднання:	1 кГц, 8 кГц, 33 кГц, 262 кГц *
Індукція:	1 кГц, 8 кГц, 33 кГц, 262 кГц *

* До 93 кГц для пристроїв, що продаються в Європі

Основні переваги:

- Легкий і компактний, невеликої потужності споживання енергії
- Підтримує одночасно дві частоти
- Акустична зворотний зв'язок підтверджує хорошу якість ланцюга перед початком трасування

Орієнтовна вартість приладів складає **110,00** тис.грн. без ПДВ за одиницю.

Розрахунок економічної ефективності.

При наявності даний прилад зменшиться ймовірність пошкодження КЛ. Враховуючи, що ціна відшукування пошкодження КЛ зі шпиготу поліетилену підрядною організацією становить орієнтовно 14 тис.грн., а також кількість пошкоджень, на даний момент, біля 5 разів в рік, термін окупності приладу розраховуємо, як:

$$T_{ок} = \text{Варт прил.} / (\text{варт. відш. пошк.} \times \text{кільк. пошк.}) = 110,00 / (14 \times 5) = 1,6 \text{ р.}$$

7.1.9 Висоторіз STIHL HT-103 або аналог

Інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається придбати висоторізи STIHL HT-103 або аналог у кількості 8 шт.

Підрозділ в якому є потреба у використанні: бригади виробничих дільниць електричних мереж філій АТ.

Цільове застосування: висоторізи використовуються у якості механізованого інструменту для виконання робіт по розчищенню трас ПЛ 0,4- 10 кВ та попередженню відключень повітряних ліній по причині замикання проводів на парості зелених насаджень, внаслідок їх наближення на недопустиму відстань до проводів ПЛ. Завдяки телескопічній штанзі обрізання гілля дерев можливо з поверхні землі без необхідності підйому бензопильника на висоту за допомогою автовишки або у місцях, коли такий підйом є неможливим.

Ситуація на зараз: на дільницях електричних мереж АТ «Прикарпаттяобленерго» на даний час експлуатується 51 шт., з яких 27 штук з терміном служби понад 5 років та вичерпали свій ресурс, часто ремонтуються і витрати на це постійно зростають. Тому виникає необхідність часткового оновлення існуючого парку бензопильного інструменту, який вичерпав свій ресурс та/або їх ремонт є недоцільним, та закупити нові висоторізи STIHL HT-103.

Короткий опис предмету закупівлі:

Висоторіз повинен відповідати наступним вимогам:

- Робочий об'єм – 31,4 см³
- Потужність – 1,4 кВт/1,05 к.с.

Детальні характеристики обраного висоторізу:

Потужність: 1,4 кВт / 1,05 к.с.

Робочий об'єм двигуна: 31,4 куб.см.

Кількість обертів двигуна (об/хв): 10500

Загальна довжина з різальною гарнітурою: 270-390 см

Довжина пили: Rollomatic 30 см (14 «)

Крок ланцюга: 3/8» Р

Ємність бака для палива: 0.53 л

Ємність бака для мастила ланцюга: 0.22 л

Вага: 7,6 кг

Орієнтовна вартість одного висоторізу STIHL HT-103 складає 16,83 тис. грн. без ПДВ, загальна вартість закупівлі – 134,64 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічної ефективності.

АТ «Прикарпаттяобленерго» пропонує закупити 8 шт. висоторізів для заміни тих які часто ремонтуються і витрати на це постійно зростають. Середня ціна ремонту одного висоторіза становить 4,73 тис. грн. в рік.

$$\text{Ток} = \text{Варт закуп.} / (\text{варт.рем.} \times \text{кільк. бенз.}) = 134,64 / (4,73 \times 10) = 2,85 \text{ р.}$$

7.1.10 Бензопила Husqvarna 450 II або аналог

Інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається придбати бензопили Husqvarna 450 II або аналог у кількості 7 шт.

Підрозділ в якому є потреба у використанні: бригади виробничих дільниць електричних мереж філій АТ.

Цільове застосування: бензопили використовуються у якості механізованого інструменту для виконання робіт по розчищенню трас ПЛ 0,4- 10 кВ та попередженню відключень повітряних ліній по причині замикання проводів на парості зелених насаджень, внаслідок їх наближення на недопустиму відстань до проводів ПЛ.

Ситуація на зараз: на дільницях електричних мереж АТ «Прикарпаттяобленерго» на даний час експлуатується 118 шт. бензопил, з яких 27 штук з терміном служби понад 5 років та вичерпали свій ресурс, часто ремонтуються і витрати на це постійно зростають. Тому виникає необхідність часткового оновлення існуючого парку бензопильного інструменту, який вичерпав свій ресурс та/або їх ремонт є недоцільним, та закупити нові бензопили Husqvarna 450 II або аналог.

Короткий опис предмету закупівлі:

Бензопила повинна відповідати наступним вимогам:

Робочий об'єм – 50,2 см³

Потужність: 2,4 кВт / 3,2 к.с.

Вага: не більше 5 кг

Бензопила Husqvarna 450 II має наступні технічні характеристики:

Робочий об'єм – 50,2 см³

Потужність: 2,4 кВт / 3,2 к.с.

Кількість обертів двигуна (об/хв): 9000

Довжина пили: 40 см

Крок ланцюга: 0,325

Ємність бака для палива: 0.45 л

Ємність бака для мастила ланцюга: 0.26 л

Вага: 4,9 кг

Орієнтовна вартість бензопили Husqvarna 450 II складає 14,26 тис. грн. без ПДВ, загальна вартість закупівлі – 99,85 тис. грн. без ПДВ.

Розрахунок економічної ефективності.

АТ «Прикарпаттяобленерго» пропонує закупити 7 шт. бензопил для заміни тих які часто ремонтуються і витрати на це постійно зростають. Середня ціна ремонту однієї бензопили становить 7,5 тис. грн. в рік.

$$Ток = \text{Варт закуп.} / (\text{варт.рем.} \times \text{кільк.бенз.}) = 99,85 / (7,5 \times 10) = 1,33 \text{ роки.}$$

7.1.11 Мотокоса Husqvarna 545FR

Інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається придбати Мотокоса Husqvarna 545FR в кількості 1 шт.

Коротке обґрунтування:

Мотокоса Husqvarna 545FR використовується працівниками Служби підстанцій для косіння трави та вирубки дрібних кущів на території підстанцій 35-110кВ. Без даного інструменту неможливе швидке очищення території підстанцій 35-110кВ. Мотокоса Husqvarna 545FR має високу потужність двигуна 2,1 кВт / 2,8 л.с. та високою економією в використанні палива 450 грам / кВт.

Наявний парк електроінструменту Служби підстанцій потребує періодичного оновлення. Через вичерпання ресурсу існуючого та дорого вартісного ремонту яка досягає 70-90% вартості нового обладнання.

У зв'язку зі значним терміном експлуатації та значними навантаженнями на існуючі мотокоси майже всі вузли та агрегати підлягають заміні або проведенню капітального ремонту, що потребує значних капіталовкладень.

Орієнтовна вартість 16,5 тис. грн. без ПДВ, загальна вартість закупівлі – 16,5 тис. грн. без ПДВ.

7.1.12 Вольтамперфазомір (ВАФ) МІРА-А

Інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається закупівля 1шт. вольтамперфазометра (ВАФ) типу МІРА-А виробництва ТОВ «Евартіс».

Обладнання в роботі буде використовувати Служба релейного захисту та автоматики.

Орієнтовна вартість вольтамперофазометра **32,5 тис.грн. без ПДВ.**

Вольтамперфазомір - мікропроцесорний пристрій для вимірювання параметрів електричних кіл з вбудованим цифровим реєстратором аналогових сигналів. ВАФ обладнаний трьома гальванічно ізольованими вимірювальними входами напруги, та трьома вимірювальними входами струму. Для вимірювання струму використовуються струмовимірювальні кліщі.

ВАФ використовується для зняття векторних діаграм вторинних кіл струму та напруги при експлуатації пристроїв РЗА на діючих підстанціях. На основі векторних діаграм визначається справність вторинних кіл захисту та виконується «фазування» елементів мережі.

Інженерно технічний працівник, в складі бригади, яка здійснює обслуговування пристроїв РЗА закріплених підстанцій 35-110кВ повинен мати ВАФ, бо в іншому випадку він не зможе виконати в повному обсязі програму робіт згідно з ГКД 34.35.604-96;

Станом на 01.01.2021р. один з інженерно-технічних працівників служби РЗА потребує заміни вольтамперофазометра на сучасний аналог вітчизняного виробництва, через вичерпанням ресурсу існуючого (1980-их років виготовлення). Останній потребує списання.

Розрахунок економічної ефективності.

Без вольтамперофазометра інженерно-технічний працівник (ІТП) не зможе самостійно очолювати бригаду для технічного обслуговування пристроїв РЗА, що в свою чергу призведе до неефективного використання людино-годин. Витрати на заробітну плату ІТП щодня становить в середньому 0,5 тис. грн. З урахування коефіцієнту залученості, орієнтовно 0,7 та кількість робочих днів 250 на рік, то термін окупності даного обладнання складе:

$$32,5 * 1,2 / (0,5 * 0,7 * 250) = 0,45р.$$

7.1.13 Вимірювач опору обмоток трансформаторів СА640 в комплекті (опції: барабан КИ з кабелем, ноутбук Lenovo 15,6"/1920x1080/12Гб/SSD 256 Гб зі встановленим програмним забезпеченням)

Даний вимірювач призначений для контролю та вимірювання опору постійному струму обмоток трифазних і однофазних трансформаторів та інших об'єктів з високою індуктивністю, а також для розмагнічування магнітної системи при проведенні їх випробувань. Вимірювач дає можливість проводити заміри при максимальній силі струму 25 А і максимальній напрузі 60 В, що забезпечує малий час виміру, при одночасному підключенні до всіх виводів обмотки трансформатора. Функція розмагнічування дозволяє зробити автоматично швидке розмагнічування магнітної системи трансформатора. В обленерго наявний тільки один такий прилад. В сезон ремонтної компанії роботи по випробуваннях електрообладнання відбуваються на декількох підстанціях одночасно, що в свою чергу не дає можливості одночасно провести випробування на всіх запланованих підстанціях. Вимірювач опору обмоток трансформаторів СА 640 (українського виробника) не замінимий для контролю та вимірювання опору на старих, амортизованих трансформаторах яких в обленерго більшість.

Технічні характеристики

НАЙМЕНУВАННЯ ВЕЛИЧИНИ	ДІАПАЗОН	ДОПУСТИМА ПОХИБКА
Опір постійному струму	від 0 до 20 кОм	$\pm (0,002 \cdot R + 10^{-5} / I_{\text{ТЕСТ}}^*)$
Сила струму, що протікає через об'єкт вимірювань $I_{\text{ТЕСТ}}$	від 0,002 до 25 А	$\pm 5 \%$
Напруга, що прикладається до об'єкту вимірювань	від 0,001 до 60 В	-
Діапазон струму, що встановлюється	від 2 мА до 25 А	-
Діапазон напруги, що встановлюється	від 1 мВ до 60 В	-
Максимальна потужність джерела	1000 Вт	-
* $I_{\text{ТЕСТ}}$ - тестовий струм		
Електроживлення приладу		
Номінальна напруга	220/230 В	
Номінальна частота	50 Гц	
Температура оточуючого повітря	-20...50 °С	
Відносна вологість повітря	до 80 % за температури 25 °С без конденсації	
Габаритні розміри блока вимірювального	122 × 300 × 415 мм	
Маса блока вимірювального	не більше 8 кг	

Довжина вимірювальних кабелів	25 м
Маса комплексу кабелів	не більше 8 кг

Вимірювач в роботі буде використовувати Служба діагностики, ізоляції та захисту від перенапруг

Орієнтовна вартість приладу складає 287,3 тис.грн. без ПДВ.

Розрахунок економічної ефективності.

При наявності приладу СА640 він буде використовуватись для вхідного контролю трансформаторів 10 кВ - для вимірювання опору обмоток постійному струму.

Враховуючи, що ціна таких вимірювань підрядною організацією становить орієнтовно 1,45 тис.грн., а також кількість трансформаторів які закуповує обленерго, на даний час, біля 110 шт в рік, термін окупності приладу розраховуємо, як:

$$T_{ок} = \text{Варт прил.} / (\text{варт.вимірювань} \times \text{кільк.тр.}) = 287,3 / (1,45 \times 110) = 1,8 \text{ р.}$$

7.1.14 Скануючий приймач AOR AR8600 Mk2

Скануючий приймач AOR AR8600 Mk2 призначений для сканування радіоефіру і використовується працівниками АТ з метою виявлення на об'єктах споживачів пристроїв - генераторів електромагнітного випромінювання, які впливають на роботу електрорічильників для несанкціонованого відбору електроенергії.

Приймач AOR AR8600 Mk2 оснащений високостабільним опорним генератором, вбудованими електро-механічними фільтрами Коллінза і п'ятьма слотами для підключення функціональних карт розширення. AR8600 - гнучка система для реалізації необхідних завдань. Особливості приймача AOR AR8600 Mk2:

- Широкий діапазон: 0.53 - 2040 МГц зі збереженням високої чутливості (Для частот 0,1-0,53 МГц параметри не гарантуються).
- Малі габарити і вага (155x57x197 мм, 1,5 кг), можливість установки AR8600 в автомобіль.
- Висока стабільність частоти, що досягається установкою ТСХО (як в дорогих моделях AR5000 і AR7030) (температурна нестабільність: $\pm 1,5 \cdot 10^{-6}$; старіння: $\pm 1 \cdot 10^{-6}$ / за рік).
- Програмований крок перебудови від 50 Гц до 999 кГц, для всіх режимів. Для авіаційного діапазону передбачений крок 8,33 кГц.
- Функція автоматичного підстроювання частоти (AFC), AR8600 підлаштовується на частоту прийнятого сигналу в межах 1-го кроку частоти.
- Функція панорами, що дозволяє спостерігати на дисплеї спектр в смузі огляду 100 кГц - 10 МГц, працювати з маркером, запам'ятовуючи параметри і прослуховуючи сигнали.
- Висококонтрастний LCD - дисплей з підсвічуванням і індикацією параметрів двох паралельних VFO - режимів, можливість виведення текстових коментарів, S - метр, легко кероване за допомогою чотирьох навігаційних кнопок інтуїтивне екранне меню.
- Зручність настройки. Передбачено кілька методів введення частоти: з клавіатури, кнопками \uparrow і \downarrow , кнопками \uparrow і \downarrow з десятиричним кроком або за допомогою ручки настройки.
- Види модуляції: SSB (USB, LSB), CW, AM, FM, WFM, включаючи спеціальні види: широка і вузька AM (WAM, NAM), вузька FM (SFM).
- Режим автоматичного регулювання виду модуляції і кроку перебудови частоти по робочому діапазону.
- Повне відновлення несучої в режимі SSB, поліпшує якість прийому.
- Потрійне перетворення частоти в діапазоні 30 МГц - 2040 МГц.

- 7 типів сканування і перегляду: програмоване, діапазонне, по каналах пам'яті, по видах сигналу, по групах каналів пам'яті, пріоритетне, з автоматичним записом частот. Час затримки регулюється. Система "пошуку голосу" дозволяє пропускати немодульований і шумові сигнали.
- 1000 комірок пам'яті в 20 банках (розмір банку динамічний: 10 - 90 каналів). Кожній комірці пам'яті і банку пам'яті можна привласнити ім'я - коментар довжиною до 12 символів.
- Подвійний металевий кожух для стійкої роботи AR8600 в умовах механічних навантажень і електромагнітних завад.
- Роз'єми: RS232 порт для зв'язку з комп'ютером. BNC - вихід проміжної частоти $f = 10,7$ МГц. АСС- роз'єм. BNC - антенний роз'єм.

Доцільність і необхідність придбання:

Даний пристрій дозволяє працівникам товариства виявляти імпульсні електромагнітні розряди, які утворюються внаслідок використання споживачами пристроїв несанкціонованого відбору електричної енергії, а за результатом виявлення таких порушень ПРРЕЕ – оформляти Акти про порушення ПРРЕЕ, що в подальшому створює підстави для компенсації витрат підприємства для закупівлі обсягів ТВЕ та реалізації заходів, направлених на їх зниження.

При цьому, згідно роз'яснень НКРЕКП, оформлення Акту про порушення за даним методом крадіжки електричної енергії можливе лише при умові вилучення працівниками ОСР такого пристрою «втручання в роботу ЗКО», тож наявність такого обладнання пошуку таких несанкціоновано- діючих пристроїв для компанії є необхідністю.

Так, протягом минулого 2020 року працівниками товариства було виявлено понад 30 випадків викрадення електричної енергії в такий спосіб, загальний обсяг збитків по яких склав понад 317 тис. кВт*год вартістю понад 940 тис.грн.

Для формування 2 бригад щодо пошуку вищенаведених методів «викрадення електричної енергії» компанією планується закупити 2 скануючі приймачі AOR AR8600 Mk2. Перевірки заплановано здійснювати в дільницях (філіях) компанії, у яких зафіксована найбільша кількість виявлених випадків викрадення електричної енергії споживачами.

Виходячи із вищенаведеного, та беручи до уваги середню вартість приладу – 30,96 тис.грн, то термін окупності даного обладнання становитиме :

$$T_{ок} = \text{Варт.відш.кВт*год} / \text{Варт прил./кільк.міс/рік.} = 30\,960 / 940\,000 / 12 = 0,03р.$$

7.1.15. Вимірювач трифазний СА 540 в комплекті.

Вимірювач трифазний СА 540 в комплекті призначений для вимірювання параметрів холостого ходу, короткого замикання і коефіцієнта трансформації силових і вимірювальних трансформаторів, а також для визначення групи з'єднання обмоток трифазного трансформатора.

Переваги - високі метрологічні характеристики, вимірювання втрат холостого ходу в автоматичному режимі, можливість вимірювання втрат холостого ходу на номінальній напрузі однофазних і трифазних силових трансформаторів класом напруги 0,4 кВ та 0,23 кВ на низькій стороні, вимірювання опору короткого замикання обмоток трансформатора в автоматичному режимі при струмах до 50 А, визначення групи з'єднання обмоток трансформатора, вимірювання коефіцієнта трансформації з автоматичною підтримкою симетрії нпруги. Широкий діапазон робочих температур.

В АТ «Прикарпаттяобленерго» відсутній прилад, за допомогою якого можна заміряти втрати і струм холостого ходу трансформаторів при номінальній напрузі. На даний час заміри проводять за допомогою комплектів аналогових приладів при неномінальній напрузі, та проводиться перерахунок до номінальної напруги (перерахунок дуже наближений), що не дає змогу фактично порівняти заміряні дані втрат з заводськими та оцінити стан трансформатора.

Інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається придбати вимірювач трифазний СА 540 в комплекті – 1 шт. Буде застосовуватися при вхідному контролі трансформаторів 6-10 кВ (39-50 шт в рік), а також при планових випробуваннях трансформаторів 35-110 кВ (65-70 шт в рік).

На даний час такого приладу в компанії немає.

В подальшому немає необхідності в придбанні ще одного такого приладу, може виникнути тільки після амортизації СА 540, через 8-10 років.

Орієнтовна вартість приладу складає **161,46 тис.грн. без ПДВ.**

Розрахунок економічної ефективності.

На даний час такі випробування може провести тільки підрядна організація. Вартість такої послуги, орієнтовно складає 30 тис.грн.

Враховуючи, що в експлуатації в АТ «Прикарпаттяобленерго» знаходиться 237 силових трансформаторів 35-110 кВ, такі випробування кожного з трансформаторів, на даний час, не є ефективними в розрізі використання коштів. Тому такі випробування проводяться тільки при критичних ситуаціях, що не дозволяє передбачити виникнення таких заздалегідь.

При проведенні, на даний момент, вищевказаних випробування підрядною організацією 1-2 рази в рік (в середньому 3 рази на 2 роки), термін окупності приладу СА 540 розраховуємо, як:

$$T_{ок} = \text{Варт прил.} / (\text{Варт.випр.} \times \text{Кільк.випр.}) = 161,46 / (30 \times 1,5) = 3,58 \text{ років.}$$

7.1.16. Система пошуку пошкодження кабельної оболонки MFM 10 в комплекті з приладом пошуку замикань на землю ESG NT

Інтуїтивне, за допомогою меню, управління приладом MFM 10 здійснюється за перевіренням фірмою SebaKMT принципом Easy-Go з повністю автоматизованим виміром і оцінкою вимірних даних і дозволяє достовірно провести попередню і точну локалізацію ушкоджень кабельної оболонки, а також випробування кабельної оболонки. Біполярна попередня локалізація дозволяє розпізнати гальванічні і термоелектричні впливи на результати вимірювань і підвищує таким чином точність вимірювань та їх достовірність.

Прилад пошуку замикань на землю ESG NT використовується для точної локалізації ушкоджень оболонки з високою точністю. Індикація здійснюється за допомогою графічної смуги, схожою з аналоговою індикацією. Повністю автоматичне калібрування підтримує індикацію завжди на нульовому пункті, а інтегрований фільтр придушує шуми постійної напруги. За допомогою двох штирів заземлення вимірюється потенціал крокової напруги і напрямок до місця дефекту вказується на дисплеї.

Інвестиційною програмою на 2021 рік передбачається придбати систему пошуку пошкодження кабельної оболонки MFM 10 в комплекті з приладом пошуку замикань на землю ESG NT – 1 шт. Буде застосовуватися при вхідному контролі (випробуванні) кабельної оболонки, а також при планових випробуваннях та відшуканнях пошкодження КЛ зі зшитого поліетилену.

В АТ «Прикарпаттяобленерго» відсутні системи чи установки для відшукання пошкодження оболонки КЛ зі зшитого поліетилену. Десятки кілометрів КЛ зі зшитого поліетилену знаходяться в експлуатації в мережах АТ Прикарпаттяобленерго. Окрім цього всі існуючі проекти по реконструкції ПС 35-110 кВ передбачають використання КЛ (виходи з ПС на опори 6-35 кВ) зі зшитого поліетилену.

Потреби в ще одному такому або аналогічному приладі (системі) на найближчі 5 років немає. Може виникнути при масштабних замінах старих КЛ на КЛ зі зшитого поліетилену.

Орієнтовна вартість приладу складає 320,11 тис.грн. без ПДВ.

Розрахунок економічної ефективності.

Враховуючи, що ціна відшукання пошкодження КЛІ зі спитого поліетилену підрядною організацією становить орієнтовно 10 тис.грн., а також кількість пошкоджень, на даний момент, біля 5 разів в рік, термін окупності приладу MFM 10 розрахуємо, як:

$$T_{ок} = \text{Варт прил.} / (\text{варт.відш.попк.} \times \text{кільк.попк.}) = 320,11 / (10 \times 5) = 6,4 \text{ років.}$$

7.1.17 Будівництво цеху по ремонту обладнання та учбового комбінату з контакт-центром АТ «Прикарпаттяобленерго» на вул. Індустріальній, 34 в м. Івано-Франківську

За результатами незалежної експертної оцінки існуюча будівля цеху по ремонту обладнання не придатна до подальшої експлуатації та підлягає зносу.

На момент початку будівництва цеху по ремонту обладнання в рік виконувалось капітальних ремонтів біля 120 силових трансформаторів 6-10/0,4 кВ, що не покривало необхідної їх кількості для нормального функціонування розподільчих мереж АТ «Прикарпаттяобленерго». При будівництві нового цеху кількість відремонтованих силових трансформаторів повинна збільшитися на 30%, а головне, підвищиться рівень безпеки ремонтного персоналу цеху.

Що ж стосується навчально-курсowego комбінату (НКК) АТ «Прикарпаттяобленерго», то його робота є невід'ємною складовою, що разом з технічним керівництвом АТ, службою охорони праці та працівниками найвищої кваліфікації усіх підрозділів АТ, які задіяні у навчальному процесі НКК, забезпечує виконання товариством вимог:

1. Закону України «Про охорону праці» (редакція від 16.10.2020).
2. Положення про спеціальну підготовку і навчання з питань технічної експлуатації об'єктів електроенергетики (Наказ Міністерства палива та енергетики України N 75 від 09.02.2004).
3. "Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила", затверджений наказом Міністерства палива та енергетики України від 13 червня 2003 року за N 296.
4. Положення про організацію навчально-виробничого процесу на виробництві (наказ міністерства праці та соціальної політики України, міністерства освіти і науки України N 500/861 від 27.12.2006).
5. Положення про професійне навчання працівників на виробництві (наказ міністерства праці та соціальної політики України, міністерства освіти і науки України № 127/151 від 26.03.2001, зі змінами, внесеними Наказом Міністерства соціальної політики № 34/33 від 15.01.2018).

Робота НКК забезпечує можливість експлуатації електричних установок АТ «Прикарпаттяобленерго» в питаннях виконання вимог цих документів щодо роботи з персоналом:

- проведення спеціальної підготовки, навчання і перевірки знань з питань технічної експлуатації об'єктів електроенергетики, охорони праці, пожежної безпеки з метою забезпечення енергооб'єктів персоналом відповідної кваліфікації, оскільки допуск до роботи працівників, які не пройшли спеціальної підготовки і перевірки знань, заборонений;
 - формування культури безпеки на підприємстві;
 - системної роботи з персоналом протягом всієї трудової діяльності з метою поглиблення і розширення знань, вмінь, формування високого професіоналізму;
 - постійного контролю за рівнем кваліфікації кожного працівника.

Для АТ «Прикарпаттяобленерго» подальша робота НКК є важливою, оскільки:

- НКК є учбовою базою з налагодженим навчальним процесом та належними побутовими умовами для проживання відряджених на навчання працівників віддалених філій;
- підприємством забезпечений належний матеріально-технічний рівень навчального процесу;
- НКК має методичні напрацювання (програми професійного навчання персоналу, які відповідають вимогам навчання персоналу особливостям експлуатації електричних мереж АТ);
- НКК організує навчання персоналу, створює комісії, організує перевірку знань;
- НКК планує навчальний процес, складаючи річний та багаторічний плани;
- НКК складає річні звіти щодо навчання персоналу;
- забезпечує умови для професійного росту персоналу та його ефективної роботи;
- функції технічної бібліотеки по багатьох питаннях тепер виконує АСПЕКТ, ця система є джерелом інформації для персоналу в усіх населених пунктах області, крім того, АСПЕКТ дозволяє контролювати знання працівників, відстежувати прогрес у навчанні;
- НКК має комп'ютерний клас, в якому ведеться навчання і контроль знань персоналу, тренажерна підготовка диспетчерів;
- навчальний лекційний клас НКК виконує функції кабінету з охорони праці;
- НКК організує перепідготовку фахівців підприємства у вищих навчальних закладах, інших навчальних та тренувальних центрах.

Періодичне навчання і підвищення кваліфікації:

- працівники, зайняті на роботах з підвищеною небезпекою – щорічно;
- оперативний персонал – один раз на 3 (три) роки;
- всі інші професії – один раз на 5 (п'ять) років.

Періодичність перевірки знань на підтвердження груп кваліфікацій для персоналу в діючих електроустановках – один раз на рік.

Кількість працівників компанії, які навчаються на базі НКК протягом року - від 950 до 1000 осіб, в т.ч.:

- перепідготовка (новоприйняті робітники і суміжні професії) - 150 - 160 чол.
- підвищення кваліфікації (робітники) - 400 - 420 чол.
- інженерно-технічний персонал - 350 - 400 чол.
- зовнішнє навчання – підвищення кваліфікації - 40 - 50 чол.

(КПІ, Новатор у Києві; Вінниця ЕТ; «УкрНДНЦ» у Харкові; Політех у Львові; Дніпропетровськ).

МОН України у січні 2020 року переоформив ліцензію для НКК АТ «Прикарпаттяобленерго» на безстрокову.

Матеріально-технічна база АТ «Прикарпаттяобленерго» для професійно-технічного навчання на виробництві на даний час

№	Найменування приміщень (навчальних об'єктів)	Кількість (одиниць)	Навчальна площа, кв.м	
			Загальна	На одного слухача
1.	Кабінети	2	88	2.2
2.	Класи, аудиторії	1	88	2.9
3.	Майстерні	1	20	3.3
4.	Лабораторії	1	26	2.3
5.	Полігони	2	3294	
6.	Тренажерні центри	1	26	2.3
7.	Навчально-виробничі дільниці	9	162	4.5
8.	Інші (технічна бібліотека)	1	36	

Завантаженість класів НКК протягом навчального року - 205 робочих днів (без липня, серпня – відпускний період), в т.ч.:

- Комп'ютерний клас (Тренажерний центр) - 120 зайнятих днів
- Клас підстанційного обладнання і РЗА - 92
- Клас лекційний - 205
- Лабораторія на 8 місць – 82
- Гуртожиток НКК (на 16 місць) - 185

Фактична завантаженість класів обумовлена тим, що в них представлено обладнання, яке використовується при читанні лекції та проведенні занять, встановлені лабораторні стенди, комп'ютери для тренажерної підготовки та контролю знань слухачів. Все це обладнання ніяк не може бути встановлено в одній аудиторії.

Навчальний клас (лекційний) має наочні матеріали з охорони праці (цей клас вважається кабінетом з охорони праці, наявність якого обов'язкова). Одночасно в чотирьох навчальних класах НКК в останні роки вчилися від однієї до трьох груп. Це відповідає середнім значенням завантаженості аудиторій.

Навантаження аудиторії визначається кількістю людей на підприємстві, в кожній групі слухачів курсів і тривалістю кожного курсу. Комп'ютерний клас (Тренажерний центр) - 10 місць. Всі групи протягом року займаються кожного четверга і п'ятниці. Крім того, диспетчери і електромонтери ОВБ, згідно річного наказу, здійснюють тренажерну підготовку. Також відбувається позапланове навчання новим програмним продуктам згідно заявок керівництва. Є потреба збільшити кількість автоматизованих місць вдвічі, з метою проходження навчання і підготовки додаткової кількості персоналу, що прискорить процес отримання нових знань і відпрацювання навиків.

Гуртожиток НКК - 16 місць (3 кімнати на 2 місця, 2 кімнати на 5 місць). Заселений на 80%-100% під час навчання груп, які приїжджають з віддалених філій. Також поселяються машиністи спецтехніки філій, які відряджаються для ремонту автокранів.

Пропозиції щодо розвитку матеріальної та навчальної бази НКК

1. Навчальних класів, в яких проводяться практичні роботи - 8 кімнат
2. Лекційних кабінетів – 3 кімнати (кожна на 24 посадочних місця)
3. Комп'ютерний клас – 1 кімната на 20 посадочних місць.
4. Бібліотека – 1 кімната.
5. Кімната для розмножувальної техніки – 1 кімната.
6. Кабінет начальника НКК – 1 кімната
7. Кабінет методистів – 1 кімната
8. Кабінет майстра виробничого навчання – 1 кімната.
9. Побутова кімната – 1 кімната
10. Кімната для адміністратора з доступу до ЄДЕБО – 1 кімната (окрема, облаштована сигналізацією на вимогу Єдиної державної електронної бази освіти).

Разом кабінетів - 19

Гуртожиток

1. Номерів – 14 з розміщенням по 2 людини в номері, кожен номер з санвузлом+душ.
2. Кімнати харчування – 2 кухні
3. Кімнати відпочинку 2 кімнати

Разом по гуртожитку кімнат - 18

Робота з персоналом, що організує НКК, має важливе значення для забезпечення безпечної, надійної і економічної роботи АТ «Прикарпаттяобленерго»

Примітка*

На прикладі навчання диспетчерів нижче показана економія витрат щодо їх підвищення кваліфікації (щорічне обов'язкове навчання).

Протягом року тренажерну підготовку мають пройти 25 диспетчерів. Щороку компанія направляє на зовнішнє навчання в КПІ 5 працівників з числа новоприйнятих на диспетчерів або переведених. Їх навчання обходиться підприємству в 15000 грн. на одну особу (з урахуванням витрат на відрядження). Разом по п'яти - 75000 грн. Решта 20 диспетчерів ми навчаємо в НКК на тренажері. Економія для підприємства 300000 грн. на рік (і це тільки по диспетчерах). Доцільність навчання на базі НКК очевидна.

Що ж стосується кол-центру, то у відповідності до вимог ст. 153 Кодексу законів про працю України та ст. 6 Закону України «Про охорону праці» на всіх підприємствах, в установах, організаціях створюються безпечні і нешкідливі умови праці. Забезпечення безпечних і нешкідливих умов праці покладається на власника або уповноважений ним орган.

Згідно з ч. 1 ст. 13 Закону України «Про охорону праці» роботодавець зобов'язаний створити на робочому місці в кожному структурному підрозділі умови праці відповідно до нормативно-правових актів, а також забезпечити додержання вимог законодавства щодо прав працівників у галузі охорони праці.

Робочі місця працівників кол-центру повинні відповідати вимогам «Правил охорони праці під час експлуатації електронно-обчислювальних машин», затверджених Наказом Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду від 26.03.2010 року № 65 (Правила), та «Державних санітарних правил і норм роботи з візуальними дисплейними терміналами електронно-обчислювальних машин», затверджених постановою Головного державного санітарного лікаря України від 10.12.98 N 7 (ДСанПіН 3.3.2-007-98).

При цьому площа приміщення має бути не менше 6,0 кв. м. із розрахунку на одне робоче місце, а об'єм – не менше 20,0 куб. м. Віконні прорізи приміщень для роботи з персональними комп'ютерами мають бути обладнані регульованими пристроями (жалюзі, завіски, зовнішні козирки. Для внутрішнього оздоблення приміщень з персональними комп'ютерами слід використовувати дифузні-відбивні матеріали з коефіцієнтами відбиття для стелі 0,7-0,8, для стін 0,5-0,6. Покриття підлоги повинне бути матовим з коефіцієнтом відбиття 0,3-0,5. Поверхня підлоги має бути рівною, неслизькою, з антистатичними властивостями.

Тобто, приміщення кол-центру має відповідати наступним нормам:

1. На одного оператора потрібна наявність 6м² загальної площі
2. Відповідно до пожежних норм всі проходи повинні бути шириною мінімум 1м
3. Для зниження рівня шуму в операційному залі переважно використовувати килимове покриття на підлозі і звукопоглинаючі панелі на стінах і стелі.
4. Наявність кімнати для харчування. Кол-центр працює цілодобово, тому необхідно організувати місце для харчування (чайник, вода, холодильник і мікрохвильова піч, тумбочку, де оператори зберігатимуть свій особистий посуд та речі).

Враховуючи вищевикладене, приміщення кол-центру має бути не менше 260 м², в тому числі:

- зал для роботи операторів кол-центру - до 200 м² (30 операторів (20 робочих місць є станом на початок 2021 і на 10 робочих місць планується розширення для виконання показників щодо якості обслуговування через кол-центр). Відповідно до санітарних та пожежних норм на одного працівника має бути 6м² (30 робочих місць * 6 м² = 180 м²);
- відокремлене приміщення площею – до 25 м² для розташування інженера-контролера з якості роботи кол-центру – 4 інженера;
- окрема кімната, де можна проводити навчання для операторів кол-центру, облаштоване столом і стільцями – для 2 працівників – до 10 м²;
- відокремлене приміщення – для начальника кол-центру- до 10 м²;
- відокремлене приміщення для харчування працівників кол-центру- до 15 м² де наявні стіл, стільці, холодильник і мікрохвильова піч, тумбочку, шафа під посуд, де оператори зберігатимуть свій особистий посуд та речі, чайник, умивальник. У кімнаті має бути наявна тепла та холодна вода, витяжка і вікно.

Згідно рішення Виконавчого комітету Івано-Франківської міської ради Івано-Франківської області № 787 від 29.09.2017 року та наказу Департаменту містобудування, архітектури та культурної спадщини Івано-Франківської міської ради № 48 від 20.10.2017 р, АТ

«Прикарпаттяобленерго» отримало «Містобудівні умови та обмеження для проектування об'єкту будівництва» (Реєстраційний № 179-31.2.1-01 від 20.10.2017) та з внесеними змінами до містобудівних умов та обмежень для проектування об'єкта будівництва № 1 від 22.02.2018 р. (рішення Виконавчого комітету Івано-Франківської міської ради від 14.02.2018 року № 157 та наказу Департаменту містобудування, архітектури та культурної спадщини від 22.02.2018 р. № 22) та № 2 від 12.03.2018 р. (рішення Виконавчого комітету Івано-Франківської міської ради від 01.03.2018 року № 236 та наказу Департаменту містобудування, архітектури та культурної спадщини від 12.03.2018 р. № 33).

Відповідно до отриманих містобудівних умов та обмежень розроблено проект «Будівництво цеху по ремонту обладнання та учбового комбінату з контакт-центром Приватного акціонерного товариства "Прикарпаттяобленерго" на вул.Індустріальній, 34 у м.Івано-Франківську.» ТзОВ «Ательє архітектури плюс» у 2017 році (відповідно до договору від 15.02.2017 року №ААП/04/2017) кошторисною вартістю 21 709,106 тис. грн. без ПДВ. Експертний звіт щодо розгляду проектної документації з даним проектом був підготовлений ТОВ «Українська будівельно-технічна експертиза».

Для будівництва цеху по ремонту обладнання та учбового комбінату з контакт-центром АТ «Прикарпаттяобленерго» протягом 2018-2020 роках даний проект включався в Інвестиційну програму АТ «Прикарпаттяобленерго» на загальну суму 20 162,89 тис. грн. без ПДВ. В рамках реалізації проекту, в 2018 році отримано від Управління з питань державного архітектурно-будівельного контролю виконавчого комітету Івано-Франківської міської ради «Дозвіл на виконання будівельних робіт» № ІФ 112183242220 від 20.11.2018 року.

Впродовж 2018-2020 років, в рамках реалізації проекту, було виконано наступні роботи на загальну суму 20 117,05 тис. грн. без ПДВ а саме:

- демонтаж існуючих надземних і підземних будівель і споруд та вивезено за межі будівельного майданчика демонтованих матеріалів;
- викопано котлован під фундаменти будівлі, вивезено ґрунт за межі майданчика, планування поверхні;
- влаштовано щебеневу підготовку товщиною 100 мм під стрічкові та монолітні фундаментні подушки;
- змонтовано монолітні та залізобетонні подушки під стрічкові фундаменти;
- змонтовано фундаментні блоки та монолітні фундаменти під металеві конструкції;
- вертикальна гідроізоляція фундаментів із захисним екструдованим пінопластом та ПХВ мембраною;
- виконано обв'язочні монолітні пояси;
- виконано бетонну підготовку підлог підвальних приміщень;
- перекриття підвальних приміщень залізобетонними панелями;
- виконано монолітні рами;
- мурування зовнішніх та внутрішніх стін першого, другого, третього поверхів, мурування шахт ліфтів та вентиляційних каналів;
- змонтовано перемички вікон та дверей першого, другого, третього поверхів;
- перекриття залізобетонними панелями 1-3 го поверхів та монолітні ділянки перекриття;
- монтаж сходових кліток;
- влаштовано головний вхід з пандусом та бокові входи.

Водночас, у процесі будівництва став очевидним факт, що у кошторисній документації проектною організацією були допущені суттєві помилки, а саме не враховані усі обсяги будівельно-монтажних робіт, які були передбачені проектом, відсутні розділи проекту «Водопостачання», «Водовідведення», «Зовнішні мережі», «Демонтаж існуючих надземних та підземних будівель та споруд» не враховані вимоги ДБН щодо облаштування ліфтів із ліфтовою шафою, вхідних пандусів, не передбачено гідроізоляцію фундаменту, виготовлення ран балки для укріплення фундаменту, необхідності здійснення водовідливу, оскільки у ґрунтах велика кількість ґрунтових вод та мазуту, не передбачена щебенева основа під фундаментом.

Враховуючи викладене та відповідно до вимог законодавства, АТ «Прикарпаттяобленерго» звернулося до проектної організації для доповнення проекту

відповідними розділами та уточнення об'ємів робіт. Після доопрацювання проектно-кошторисної документації її було надано на повторне проведення експертизи до ДП «Укрдержбудекспертиза». Філією ДП «Укрдержбудекспертиза» в Івано-Франківській області під час розгляду робочого проекту «Будівництво цеху по ремонту обладнання та учбового комбінату з контакт-центром Приватного акціонерного товариства «Прикарпаттяобленерго» на вул. Індустріальній 34, у м. Івано-Франківську» було надано ряд зауважень та пропозицій щодо робочого проекту, які доведені до замовника, на підставі яких проектною організацією внесені зміни до проектно-кошторисної документації. Загальна кошторисна вартість відповідно до Експертного звіту № 09-0220-20 від 19.10.2020 року у поточних цінах станом на 02.07.2020 року склала 80 876,136 тис. грн з ПДВ.

Таким чином, після отримання позитивного експертного звіту наданим філією ДП «Укрдержбудекспертиза» в Івано-Франківській області, для товариства стала відома точна вартість будівництва даного об'єкту.

Порівнюючи значення опосередкованої нормативної вартості будівництва м². громадських приміщень, передбачену чинними нормами та передбаченої у проекті вбачається наступне. Загальна корисна площа приміщень Учбового комбінату з кол-центром складає 3 320,93 м². (де підвальна частина – 910,3 м².; I поверх – 831,48 м².; II поверх – 816,05 м².; III поверх – 663,1 м². При нормативному значенні опосередкованої вартості 21,687 тис. грн./1 м². для громадських приміщень за даними Мінрегіонбуду, вартість об'єкта становить 69 852,3 тис. грн. При площі виробничих приміщень цеху по ремонту обладнання у розмірі 1602,2 м² та опосередкованій вартості 13,39 тис. грн./1 м². схожих за конструктивними характеристиками, присутніми в системі «Прозорро», вартість об'єкту – Цеху по ремонту обладнання складе 21 454,6 тис. грн. Сумарна вартість будівництва об'єкта складе 91 306,95 тис. грн. Експертною оцінкою підтверджена вартість об'єкту складає 80 876,136 тис. грн. з ПДВ, що підтверджується розрахунком опосередкованої вартості об'єкта та є нижчою і достатньою для здійснення будівництва.

Для завершення будівництва об'єкта необхідно виконати наступні роботи:

- мурування частини зовнішніх і внутрішніх цегляних стін третього поверху та горища;
- влаштування даху з покрівлею з протипожежним захистом;
- монтаж металевих колон та ферм цеху з обшивкою покриття та стін сандвіч-панелями;
- внутрішні електротехнічні роботи;
- штукатурні роботи стін з оздобленням;
- штукатурка зовнішніх стін з наступним утепленням фасаду
- сантехнічні роботи;
- влаштування опалення,
- влаштування систем вентиляції;
- заповнення віконних та дверних прорізів;
- влаштування підлог;
- встановлення двох ліфтів;
- влаштування автоматичної пожежної сигналізації.

№ п/п	Види робіт	Вартість робіт, тис.грн.	Етапи будівництва
1	Стіни, перегородки, перемички	2897,875	2021 р.
2	Укладання панелей перекриття	1894,656	2021 р.
3	Улаштування покрівель	1309,394	2021 р.
4	Електросилове обладнання та електроосвітлення	702,318	2021 р.
5	Підлоги підготовчі роботи	742,893	2021 р.
6	Дренажна каналізація	320,987	2021 р.
7	Виготовлення та улаштування металевих колон та ферм (цех по ремонту)	11376,328	2022 р.
8	Двері, вікна, прорізи	850,600	2022 р.
9	Внутрішнє опорядження(стелі, стіни і перегородки, ліфти)	3546,768	2022 р.

10	Підлоги	1259,085	2022 р.
11	Водопровід та каналізація	864,542	2022 р.
12	Зовнішнє опорядження	1746,392	2023 р.
13	Вентиляція, освітлення та опалення	3279,179	2023 р.
14	Пожежна та охоронна сигналізація	1250,89	2023 р.
	Всього:	32041,907	2021-2023 рр.

Враховуючи вище описане, а саме обґрунтування необхідності будівництва, обсяги капітальних ремонтів силових трансформаторів, поточний технічний стан існуючої будівлі цеху (яка не придатна до подальшої експлуатації та підлягає зносу), відсутність нормальних умов для навчання персоналу, АТ «Прикарпаттяобленерго» вбачає завершення будівництва нового цеху по ремонту цеху по ремонту обладнання та учбового комбінату з контакт-центром АТ «Прикарпаттяобленерго» на вул. Індустріальній, 34 в м. Івано-Франківську своїм пріоритетом та нагальною потребою для підприємства.

Розрахунок економічної ефективності від впровадження інвестиційної програми на 2021 р.

Розрахунок визначає загальну економічну ефективність впровадження інвестицій в цілому по підприємству і базується на Методиках визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику (ГКД 340.000.001-95 та ГКД 340.000.002-97).

4. Рентабельність інвестицій.

Рентабельність інвестицій (R_i) характеризує частку капітальних вкладень, яка повертається щорічно у вигляді прибутку. Цей показник рекомендується (п.2.11. Методики) як критерій загальної ефективності для статичних задач, коли інвестиції K здійснюються на протязі року, а поточний прибуток не змінюється за розрахунковий період.

$$R_i = \frac{(\Pi_{pt} + A_{pt} + Л_t)}{K} \quad (2.15)$$

де Π_{pt} – поточний річний чистий прибуток;

A_{pt} – амортизаційні відрахування;

$Л_t$ – ліквідаційна (залишкова) вартість;

K – капітальні вкладення;

Умова:

$$R_i > E$$

де E —норма дисконту (банківська процентна ставка).

5. Інтегральний дисконтований чистий прибуток (інтегральний ефект).

Інтегральний ефект (Π_{dc}) є одним з основних показників ефективності капітальних вкладень. Критерієм загальної ефективності інвестицій є позитивне значення Π_{dc} :

$$\Pi_{dc} > 0 \quad (2.6)$$

Для статичних задач (в яких інвестиції здійснюються за один рік, а поточні показники не змінюються на протязі розрахункового періоду (п.2.7 Методики):

$$\Pi_{dc} = \frac{(\Pi_{pt} + A_{pt})}{E} - K \quad (2.8)$$

6. Термін окупності.

Термін окупності $T_{ок}$ в статичних задачах дорівнює оберненій величині рентабельності інвестицій R_i (п. 2.12 Методики), при цьому $T_{ок} = T_{п}$ ($T_{п}$ - період повернення капіталу):

$$T_{ок} = \frac{1}{R_i} \quad (2.16)$$

Для статичних задач розрахунковий період $T_p = \frac{1}{E}$ (п. 2.12 Методики), тому критерій ефективності: $T_{ок} < T_p$

Вибрані показники ефективності відповідають рекомендаціям Методики (п.2.14) для задач, що реалізуються.

Розрахунки.

3. Вихідні дані:

Обсяг капіталовкладень:	$K = 496\,816$ тис.грн.
Амортизаційні відрахування:	$A_{pt} = 228\,990$ тис.грн.
Прогнозований прибуток на 2021 р.:	$\Pi_{pt} = 0$ тис.грн.
Банківська процентна ставка:	$E = 6,0\%$ ($E=0,06$).

4. Результати розрахунків:

Рентабельність інвестицій:

$$R_i = 228990/586358 = 0,506$$

При цьому $R_i > E$, - умова ефективності виконується.

2.4 . Інтегральний ефект:

$$\Pi_{дс} = 228990/0,06 - 496816 = 3319684 \text{ тис.грн.}$$

При цьому $\Pi_{дс} > 0$, - умова ефективності виконується.

2.5 . Термін окупності:

$$T_{ок} = 1/0,506 = 1,98 \text{ років.}$$

Розрахунковий період:

$$T_p = 1/0,06 = 16,67 \text{ років.}$$

При цьому $T_{ок} < T_p$, умова ефективності виконується.

Таким чином, усі показники ефективності виконуються.