



ПрАТ «ПІДПРИЄМСТВО З ЕКСПЛУАТАЦІЇ
ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ «ЦЕНТРАЛЬНА
ЕНЕРГЕТИЧНА КОМПАНІЯ»

Затверджено:

Генеральний директор –

Голова Правління

ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»

М.В. Корса
2021 р.



План розвитку системи розподілу	
Найменування оператора системи розподілу	ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"
П'ятирічний період	з 2022 р. до 2026 р.

Висновок ОСП

від 30.08.2021 № 01/37537

Висновок Міністерства енергетики України

від 27.07.2021 № 26/1.2-4.2-11666

Схвалено НКРЕКП, постанова

від 17.11.2021 № 2172

№ п/п	пункт КСР	Назва	Сторінка
1	2	3	4
1		Вступ	4
2	3.3.1 п.п. 1	Фактичні та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію та потужність у системі розподілу, обсяги розподілу (у т. ч. транзиту) електричної енергії мережами ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»	8
3	3.3.1 п.п. 2	Фактичні та обґрунтовані прогнозні обсяги відпуску електричної енергії виробників електричної енергії, приєднаних до системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»	13
4	3.3.1 п.п. 4	Заплановані та прогнозні рівні потужності в кожній точці приєднання системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» до системи передачі та до систем розподілу інших ОСР та/або збільшення потужності для існуючих точок приєднання	16
5	3.3.1 п.п. 5	Заходи з будівництва об'єктів системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», включаючи засоби РЗА, ПА і зв'язку, потреба в яких визначена ОСП відповідно до вимог підтримання належного рівня операційної безпеки	28
6	3.3.1 п.п. 6	Інформація щодо нових електроустановок виробництва електричної енергії, які мають бути приєднані до системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»	29
7	3.3.1 п.п. 7	Дані щодо прогнозованої потужності приєднання нових електроустановок (на основі заяв про приєднання та доступної потужності в точках забезпечення потужності)	29
8	3.3.1 п.п. 8	Дані щодо потужності в енерговузлах системи розподілу, урахувуючи формування переліку елементів мережі, що спричиняють обмеження та/або неналежну якість електропостачання споживачів, які потребують виконання заходів щодо підсилення з метою забезпечення інтеграції нового навантаження та виробництва до системи розподілу	31
9	3.3.1 п.п. 9	Дані щодо завантаження електричних мереж напругою 20 кВ та вище в характерні періоди їх роботи для нормальних та ремонтних режимів	51
10	3.3.1 п.п. 10	Інформація щодо якості електропостачання та заходів, направлених на її підвищення	55
11	3.3.1 п.п. 11	Інформація щодо розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії та планів щодо їх встановлення	73
12	3.3.1 п.п. 12	Інформація щодо запланованого виведення обладнання системи розподілу з експлуатації та оцінка впливу такого виведення	75
13	3.3.1 п.п. 13	Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності	75
14	3.3.1 п.п. 14	Плани в частині улаштування «інтелектуального» обліку електричної енергії	75

15	3.3.1 п.п. 15	Фактичні та прогнозні витрати електроенергії в системі розподілу та заходи, направлені на їх зниження	80
16	3.3.1 п.п. 16	Плани щодо реконструкції електричних мереж у точках забезпечення потужності або створення нових точок забезпечення потужності із зазначенням резервів потужності, які створюються при реалізації цих планів для можливості приєднання нових замовників	87
17	3.3.2	Заходи з розвитку системи розподілу, що виконуються в рамках виконання Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років та/або інших стратегічних документів України.	97
18		Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж системи розподілу	97
19		Перелік об'єктів незавершеного будівництва, реконструкції та технічного переоснащення	101
20		План інвестицій за джерелами фінансування	103
21	3.3.1 п.п. 3	Перелік та етапи виконання заходів Плану розвитку ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»	105
22	3.3.1 п.п. 17	Пояснювальна записка по кожному заходу ПРСР рівня напругою 20 кВ та вище, що включає інформацію щодо необхідності виконання, обсяги робіт, необхідне фінансування, очікуванні результати після реалізації заходу (аналіз витрат та вигод (з урахуванням техніко-економічних показників) проєктів з розвитку системи розподілу))	108
23		ВИСНОВОК	184
	3.3.4	ДОДАТКИ:	185
24	3.3.4 п.п. 1	1. Схема електричних з'єднань мереж напругою 20 кВ та вище, яка охоплює як поточний, так і прогнозний періоди ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"	186
25	3.3.4 п.п. 2	2. Схема нормального режиму електричної мережі напругою 20 кВ та вище ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"	209
26	3.3.4 п.п. 3	3. Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання та величини струму короткого замикання для кожного енерговузла (елемента) електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»	221
27	3.3.4 п.п. 4	4. Аналіз досліджених режимів з урахуванням існуючого та прогнозного завантаження системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»	230
28		5. Розрахункові схеми з урахуванням існуючого та прогнозованого завантаження системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»	240
29		6. Карти-схеми електричних мереж 20-150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»	271

1. ВСТУП

План розвитку системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на період 2022-2026 роки (План розвитку) розроблено згідно Кодексу систем розподілу (затверджений Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №310), з урахуванням висновків та рекомендацій затвердженої роботи за титулом «Актуалізація (коригування) «Схеми перспективного розвитку електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «Центральна енергетична компанія» з техніко-економічною оцінкою переводу окремих вузлів на напругу 20 кВ на період 2020-2024 рік з перспективою до 2029 року» (далі – Схема перспективного розвитку), вимог листа оператора системи передачі НЕК «Укренерго» від 02.02.2021 № 01/3827, а також формується з урахуванням зауважень та рекомендацій, отриманих у ході обговорення та консультацій із зацікавленими учасниками ринку, існуючими та потенційними користувачами системи розподілу.

Метою Плану розвитку ОСР є забезпечення надійного безпечного та економічно ефективного функціонування системи розподілу та встановлених рівнів показників якості електропостачання на прогностичний період, забезпечення необхідної та достатньої пропускної спроможності електромереж 20-150 кВ відповідно до наявних та прогностичних потреб споживачів та замовників щодо споживання електричної енергії та її відпуску в мережу на прогностичний період, забезпечення зниження технологічних та комерційних втрат електроенергії в елементах електричної мережі, забезпечення відповідних екологічних стандартів і нормативів. Також, метою розроблення «Плану розвитку системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на період 2022-2026 роки» є:

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

Плану розвитку ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» розроблено з урахуванням:

- 1) Енергетичної стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», схваленої розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 №605-р;
- 2) Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років;
- 3) обґрунтованої необхідності реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж ОСР, звернень замовників щодо будівництва;
- 4) обґрунтованих прогнозів обсягів попиту на електричну енергію та потужність;
- 5) приєднаної до системи розподілу потужності (та перспективи її зміни) виробників електричної енергії, у тому числі які виробляють електроенергію з альтернативних джерел енергії;
- 6) пропускної спроможності мереж системи розподілу;
- 7) впливу запропонованих заходів на роботу системи передачі згідно з Кодексом системи передачі, затвердженим постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 309 (далі - Кодекс системи передачі);
- 8) необхідністю забезпечення гнучкості системи розподілу, простоти та економічної ефективності проєктних рішень, ефективного поєднання нових елементів мережі з діючою системою розподілу;
- 9) планів і схем планування територій на державному, регіональному та місцевому рівнях;
- 10) генеральних планів населених пунктів та детальних планів територій;

- 11) екологічних стандартів і нормативів;
- 12) необхідності забезпечення контролю реактивної потужності на підстанціях 20-110 (150) кВ системи розподілу;
- 13) впливу управління попитом, зменшення пікових навантажень і заходів зі скорочення витрат електроенергії в електричних мережах системи розподілу;
- 14) висновків та рекомендацій схеми перспективного розвитку системи розподілу;
- 15) суспільно значущих громадських заходів, визначених Кабінетом Міністрів України;
- 16) планового виведення з експлуатації об'єктів електроенергетики, що впливають на роботу системи розподілу.

План розвитку передбачає комплекс заходів, які спрямовані на поліпшення технічного стану електричних мереж, технічного удосконалення засобів обліку, зв'язку, а також впровадження АСДТК, що дозволить підвищити надійність та покращити якість електропостачання споживачів і знизити втрати електричної енергії в мережах ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».

Пріоритетним напрямком для компанії в інвестиційній політиці, насамперед, залишається реконструкція, модернізація та технічне переоснащення електричних мереж, які фізично зношені та морально застарілі. Більшість силових трансформаторів в ТП-10-6/0,4 кВ та розподільчих пунктів 6-10 кВ, а також на підстанціях 150-35 кВ працюють більше 25 років. Не найкраща ситуація і з кабельними та повітряними лініями електропередачі, більшість з яких знаходяться в експлуатації понад нормовані терміни.

При формуванні заходів з реконструкції, модернізації та технічного переоснащення електричних мереж враховані заходи з підвищення енергоефективності, які є одними із пріоритетних напрямків для зниження величини втрат електричної енергії при її транспортуванні до споживача, що визначено «Енергетичною стратегією України на період до 2035 року», яка схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 № 605-р. До заходів з підвищення енергоефективності віднесено: переведення електричних мереж на більш високий клас напруги (20 кВ), заміна неізолюваного проводу на СІП на повітряних лініях, заміна кабелів з паперовою просоченою ізоляцією на кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену, заміна силових трансформаторів (ТМ, ТМФ та інш.) на трансформатори сучасного покоління з меншими втратами холостого ходу і короткого замикання (ТМГ).

1.1 Характеристика електричних мереж системи розподілу

ПРИВАТНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ПІДПРИЄМСТВО З ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ «ЦЕНТРАЛЬНА ЕНЕРГЕТИЧНА КОМПАНІЯ» (ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»)) засновано 28 лютого 2002 року. З 2003 року здійснювало діяльність з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами на підставі ліцензії від АД № 036314 від 26.04.2012 на території м. Дніпро та у 8 адміністративних районах Дніпропетровської області та у 1 Кіровоградській області.

З 01.01.2019 компанія є оператор системи розподілу (ОСР) та має право провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії в Дніпропетровській та Кіровоградській областях у межах місць провадження господарської діяльності згідно ліцензії з розподілу електричної енергії (Постанова НКРЕКП від 27.11.2018 №1533).

Система розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» - сукупність електричних мереж, повітряних та кабельних ліній напругою 0,4-150 кВ та підстанцій напругою 150/35/10(6) кВ, 10(6)/0,4 кВ, яка є складовою ОЕС України та взаємодіє з суміжними операторами системи розподілу АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ», АТ «Укрзалізниця», ТОВ «ДТЕК ВИСОКОВОЛЬТНІ МЕРЕЖІ», ПрАТ «КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО».

Основними джерелами живлення мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» є підстанції оператора системи передачі НЕК «УКРЕНЕРГО» та оператора системи розподілу АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ».

Основними Користувачами системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» є ТОВ «ДНЕПРОПРЕСС СТАЛЬ», ПрАТ «НПО ДНІПРОПРЕС», «Аеропорт», КП «ДНІПРОВСЬКИЙ ЕЛЕКТРОТРАНСПОРТ» ДМР, ТОВ «Торговий дім ВМЗ», ТОВ «Міропласт», міськводоканал, міські електричні мережі, котельні та інші юридичні особи м. Дніпро; «Кам'янська виправна колонія №34» м. Кам'янське; заводи «ПМЗ», «ПЗТО», «Палмаш» м. Павлоград; КП «Криворізька Теплоцентраль», КП «Швидкісний трамвай», ТОВ «Метро Кеш енд Кері Україна», ТОВ «Епіцентр К», ПАТ «Кривбасзалізрудком», Криворізький ДВГРЗ, КП «Кривбасводоканал» м. Кривий Ріг; КП «ЖВК» ДОР, м. Жовті Води, ПрАТ «ДНІПРОВСЬКИЙ КПК» та інш..

Підстанції та мережі напругою 150-0,4 кВ компанії, які працюють в безперервному режимі та забезпечують надійність та економічність роботи, були введені в експлуатацію в 50-х – 60-х роках минулого століття. Станом на 01.01.2021 р. 58% силових трансформаторів 6(10)/0,4 кВ та 10/6 кВ встановлених в ТП-10-6/0,4 кВ, розподільних пунктів 6-10 кВ та підстанціях 35/6(10) кВ працюють більше 25 років, 59% КЛ-6-10 кВ та 51% КЛ-0,4 кВ працюють більше 30 років при тому, що завантаження електричних мереж в містах області становить 80%, від пропускної здатності ПЛ та КЛ-0,4 кВ. На ПС 150-35 кВ із загальної кількості силових трансформаторів, які встановлені на ПС 150 кВ – 93% та ПС 35 кВ – 60% працюють більше 25 років. При цьому частина з них мають незадовільні технічні характеристики, це трансформатори старої шкали з підвищеними втратами.

Особливу увагу необхідно звернути на обладнання, яке встановлене в ТП і РП, та провести заміну роз'єднувачів та вимикачів навантаження на вакуумні вимикачі з використанням релейного захисту та автоматики, створених на основі мікропроцесорної техніки.

Стан такого обладнання значно впливає на збільшення втрат електричної енергії в системі розподілу, кількість технологічних порушень. Тому мережі потребують негайної реконструкції з заміною комутаційного обладнання, впровадженням сучасних систем захисту, оновленням трансформаторного парку, що потребує значного фінансування для технічного переоснащення електричних мереж.

З початку заснування підприємства питанням реконструкції, модернізації підстанцій, розподільних пунктів, електричних мереж, заміні зношеного устаткування на більш сучасне приділяється першорядна увага. Вищезгадані питання відображаються в інвестиційних програмах розвитку підприємства, які затверджуються в НКРЕКП. Обсяги фінансування інвестиційних програм виконуються відповідно плану.

Так, в першу чергу виконано реконструкцію підстанцій ПС-150/35/10 кВ «Силова» м. Пятихатки, ПС-154/35/6 кВ «КПО» у м. Дніпро з заміною відокремлювачів ОД-150 на елегазові вимикачі 150 кВ з комплектами направлених захистів; виконано монтаж ремонтної перемички та встановлення системи пожежогасіння кабельного підвалу та тунелю на ПС-154/6/6 «Трубна»; проведено реконструкцію ВРП-35 кВ з заміною відокремлювачів 35 кВ ОД-35 на вакуумні вимикачі 35 кВ на ПС № 5 «Жилселище» 35/6 кВ, ПС-35/6 кВ № 3, ПС № 50 «Березняки», ПС № 47 35/6 кВ «Західна» м. Кривий Ріг, ПС-35/6 кВ «Стрічка» м. Марганець, ПС-29 35/6 кВ, ПС-«Інгулецька» 35/6 кВ; проведено заміну фізично зношених силових трансформаторів на підстанціях ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» м. Дніпро, ПС-35/6 кВ «Палмаш» м. Павлоград, ПС № 47 35/6 кВ «Західна» м. Кривий Ріг, ПС 35/6 кВ «Рахманово» с. Руднічне, ПС-35/6 кВ «Стрічка» м. Марганець, ПС № 5 «Жилселище» 35/6 кВ, ПС-«Інгулецька» 35/6 кВ, ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води; встановлено другий силовий трансформатор, вакуумний вимикач, друга секція 35 кВ та друга секція 6 кВ на ПС-35/6 кВ «Чешка» смт. Радушне, що значно підвищило надійність живлення споживачів; проведено реконструкцію ПЛ-35 кВЛ-331 ПС «Нова» - ПС «С-35».

Обсяги фінансування ремонтної та інвестиційної програм обмежені сумами, затвердженими в структурі тарифів на розподіл електроенергії, і є значно меншими ніж необхідні обсяги щорічних капіталовкладень. В зв'язку з цим, темпи старіння електрообладнання набагато перевищують темпи його відновлення та реконструкції, що приводить до значного погіршення технічного стану електричних мереж компанії.

Так, у 2012 році на ПС 150/10/6 кВ «ПЛМ» сталось технологічне порушення. При виникненні КЗ неповнофазно відключився масляний вимикач 150 кВ типу ВМТ-220Б, що призвело до повного знеструмлення підстанції та великим капітальним втратам по заміні силового трансформатора та обладнання для відновлення нормальної схеми роботи підстанції. Споживачі підстанції тривалий час залишались без електроенергії. В той час, як основними споживачами підстанції є промислові об'єкти, населення та електричний транспорт міста Дніпро. При вчасному проведенні комплексної реконструкції цих наслідків можливо було уникнути.

Аналогічна ситуація може виникнути на ПС 154/35/6 кВ «КПО», яка знаходиться у місті Дніпро. ПС введена в експлуатацію в 1966 році. Силкові трансформатори, комутаційне обладнання відпрацювало свій механічний ресурс, що ставить під загрозу надійність електропостачання споживачів підстанції. Від підстанції заживлені промислові, соціальні об'єкти міста, аеропорт міста Дніпро, населення. При виникненні технологічного порушення, яке може бути спричинено відмовою автоматики або комутаційного обладнання, споживачі підприємства залишаться без електроенергії, що у свою чергу може привести до великих капітальних видатків та поставити під загрозу людські життя.

Особливу увагу необхідно зосередити на заміні опорно-стрижньової ізоляції роз'єднувачів напругою 35-150 кВ, пошкодження яких може привести до значного перериву електропостачання споживачів та несе пряму загрозу життю та здоров'ю оперативного персоналу служби підстанції

Для підвищення надійної роботи ПС-150/35/10 кВ «Силова» м. П'ятихатки та зменшення витрат на її обслуговування необхідно виконати заміну масляного вимикача 150 кВ С-1 на елегазовий.

ПЛ напругою 150-35 кВ також потребують реконструкції.

У власності підприємства знаходяться лінії електропередачі напругою 150 кВ і 35 кВ, побудовані в період до 1960-1965 рр., які вичерпали фізичний і моральний ресурс працездатності і є потенційними джерелами технологічних порушень.

ПЛ-35 кВ Л-МКР-31 від ПС «Девладове-тягова» АТ «Укрзалізниця» до ПС «Макорти» 35/6 кВ с. Макорти, Софіївський р-н, Дніпропетровська обл., побудована в 1971 році протяжністю 19,6 км, виконана проводом АС-70. Опори знаходяться у незадовільному стані із-за тривалого терміну експлуатації.

На лінії ПЛ-35 кВ Л-ІНГ-31 неодноразово відбувалось падіння опор, що викликано старінням металевих конструкцій опор, розтріскуванням та втратою міцності бетонних елементів.

ПЛ-150 кВ Л-10А, Л-11А були введені в експлуатацію в 1966 році разом з ПС «КПО». Опори ліній електропередач знаходяться в критичному стані та потребують негайної реконструкції.

ПЛ-35 кВ Л-САЗ від ПС «Славгород-тягова» забезпечує живлення промислового споживача заводу від підстанції ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» - ПС «САЗ» - по повітряній лінії довжиною 2,2 км з фазним проводом АС-95.

За останній час, спостерігається тенденція з підвищення кількості технологічних порушень - відключень обладнання підприємства. З них більшість відключень фідерів 6-10 кВ, внаслідок механічного спрацювання основних елементів комутаційного обладнання.

Більше половини фідерів 6-10 кВ оснащені захистами з реле прямої дії типу РТВ чи РТМ. Такі захисти неможливо погодити по селективності, унаслідок чого в мережах 6-10-35 кВ дуже високий відсоток неселективних відключень, що приводить до зайвого відключення споживачів в аварійних режимах. Тому назріла необхідність замінити пристрої РЗА на нові.

На даний час пристрої РЗА на електромеханічній базі практично не випускаються промисловістю, а на заміну їм прийшли пристрої на мікроелектронній та мікропроцесорній базі, які мають цілий ряд суттєвих переваг над електромеханічними, основними з яких є:

- Значно менші габарити, що дозволяє економити виробниче місце на підстанції.
- Дуже низьке енергоспоживання.
- Значно менша загрузка вторинних кіл вимірювальних трансформаторів, що дає змогу трансформаторам працювати в своєму класі точності навіть при значних кратностях струмів К.З.
- Можливість реалізувати уставки з точністю до 1% замість 5% в електромеханічних пристроях РЗ.
- Висока швидкість спрацювання, що забезпечує мінімальний вплив аварійного процесу на режим та стан обладнання електричної мережі.
- Можливість запису аварійного процесу. Це дає змогу аналізувати аварійний процес та виявляти неправильну дію окремих пристроїв РЗА.

Все це веде до економії коштів на експлуатацію електромереж і витрат часу на обслуговування.

З метою забезпечення нормальної життєдіяльності Користувачів, створення необхідних умов стабільної та надійної роботи системи розподілу електричних мереж компанії в осінньо-зимовий період, та враховуючи кризу в енергетиці, яка спричинила необхідність внесення змін в програми розвитку систем теплозабезпечення міст, що торкнулося і Дніпропетровську область (зокрема – м. Жовті Води, м. Вільногірськ, м. Марганець та ін.) – переведення населення на електроопалення, необхідно провести термінові дії щодо запобігання негативних наслідків надзвичайних ситуацій, пов'язаних з можливим відключенням високовольтного обладнання в ОЗП та забезпечення безперебійного постачання електроенергії в цей період.

Всі зазначені вище проблемні питання частково ввійшли до Плану розвитку системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на 2022-2026 роки.

2. Фактичні та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію та потужність у системі розподілу, обсяги розподілу (у т. ч. транзиту) електричної енергії мережами ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»

До 2019 року ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» здійснювало діяльність виключно з передачі електричної енергії на території м. Дніпро та Дніпропетровської області, частини Кіровоградської області. Єдиним споживачем послуг був АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (ПАТ «ДТЕК ДНІПРООБЛЕНЕРГО»).

Оскільки у зазначеному періоді, Товариство не здійснювало діяльність з постачання електричної енергії за регульованим тарифом, інформація щодо структури споживання у розрізі категорій споживачів відсутня.

В таблицях нижче наведені данні щодо фактичних обсягів перетоку електричної енергії у порівнянні з обсягами, передбаченими структурою діючих тарифів та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію в системі розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на наступні п'ять років, електричні навантаження в режимні дні та прогноз максимальних електричних навантажень підстанцій компанії.

Компанією проведено аналіз електроспоживання та електричних навантажень за наступні періоди:

- У 2017-2018 роках відмічено коливання обсягу споживання в основному за рахунок передачі суміжним ліцензіатам.
- У 2019 році обсяг перетоку електричної енергії у мережах ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» збільшився у порівнянні із обсягом передачі електричної енергії мережами Товариства

у 2018 році, і переважно це обумовлено збільшенням віддачі в мережі суміжних ліцензіатів з розподілу електричної енергії, хоча збільшення обсягів розподілу електричної енергії споживачам також відбулося.

- У 2020 році спостерігається зменшення обсягів електричної енергії, розподіленої мережами ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», у порівнянні із обсягами, розподіленими у 2019 році. Це зменшення обумовлене падінням обсягів віддачі електричної енергії у мережі суміжних ліцензіатів, у той же час обсяги електричної енергії, розподілені споживачам, зросли більше ніж на 1,44%.

Таблиця 2.1
Фактичні обсяги перетоку електричної енергії, млн. кВт·год.

Найменування	2017	2018	2019	2020	2021 прогноз
споживачам	657,25	630,72	719,664	729,995	732,45
(+)Збільш./(-)зменш. від поперед. року в %		-4,04%	14,10%	1,44%	0,34%
в мережу суміжних ліцензіатів	763,04	713,1	869,912	811,782	811,782
(+)Збільш./(-)зменш. від поперед. року в %		-6,54%	21,99%	-6,68%	0,00%

Перспективні обсяги перетоку електричної енергії, млн. кВт·год.

Найменування	2022	2023	2024	2025	2026
споживачам	734,95	737,15	739,36	741,58	743,80
(+)Збільш./(-)зменш. від поперед. року в %	0,34%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%
в мережу суміжних ліцензіатів	814,22	816,66	819,11	821,57	824,03
(+)Збільш./(-)зменш. від поперед. року в %	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%

Фактичні обсяги перетоку електричної енергії, млн. кВт·год.

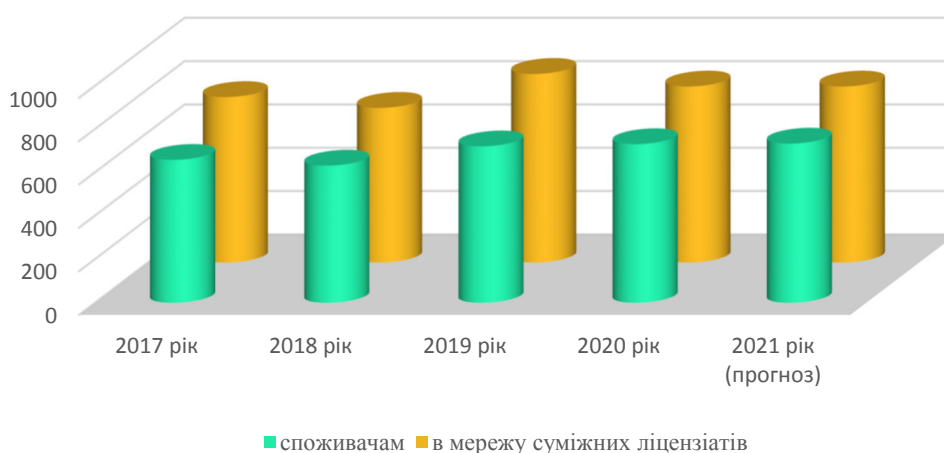


Рис. 2.1. Фактичні обсяги перетоку електричної енергії, млн. кВт·год

Фактичні обсяги попиту на електричну енергію за 2019 р та 2020 р., а також прогнозовані обсяги розподілу електричної енергії мережами ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на 2021-2026 рр., в тому числі віддачі електричної енергії через електромережі ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» до суміжних ліцензіатів з розподілу та розподілу електричної енергії безпосередньо споживачам, та величину витрат електроенергії в мережах компанії наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

Фактичні обсяги попиту на електричну енергію за 2019 та 2020 р. та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію в системі розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на 2021-2026 рр.

№ з/п	Найменування	2019	2020	Очікуваний розподіл електричної енергії, млн. кВт.год					
				2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	Розподіл ел.енергії, млн.кВт*год	1589,57	1542,86	1545,48	1550,42	1555,06	1559,72	1564,40	1569,08
	(+)Збільш./(-)зменш. від поперед. року в %	2,50	-2,94	0,17	0,32	0,30	0,30	0,30	0,30
1.1	в т.ч. суміжним	869,912	811,782	811,782	814,22	816,66	819,11	821,57	824,03
1.2	в т.ч. споживачам	719,66	729,995	732,45	734,95	737,15	739,36	741,58	743,80
1.2.1	Промисловість	199,64	222,24	222,36	223,56	223,8	225,05	227,07	229,07
1.2.2	Сільгосппоживачі	1,46	1,75	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
1.2.3	Транспорт	6,85	8,36	8,5	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
1.2.4	Комунально-побутові споживачі	45,75	46,91	48,29	49,21	50,13	50,13	50,13	50,13
1.2.5	Інші непромислові споживачі	230,32	201,065	202,02	202,2	203,22	204,18	204,38	204,60
1.2.6	Населення	235,64	249,67	249,48	249,48	249,50	249,50	249,50	249,50
2	Витрати електроенергії на господарські потреби ОСР	1,279	1,078	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
3	Витрати електроенергії на її транспортування в мережах ОСР	71,74	73,93	71,49	70,21	68,42	66,69	65,01	63,38

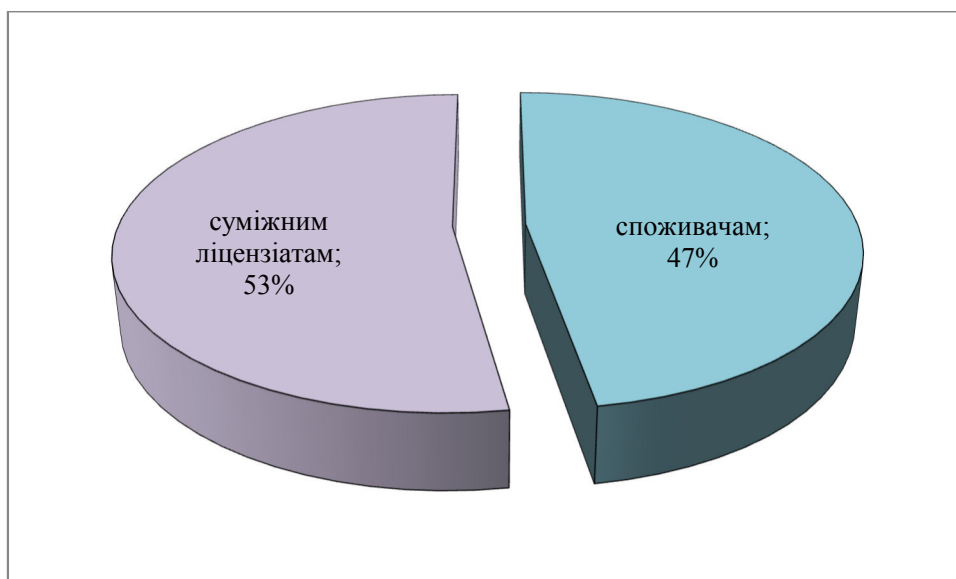


Рис. 2.2. Очікуваний розподіл електричної енергії

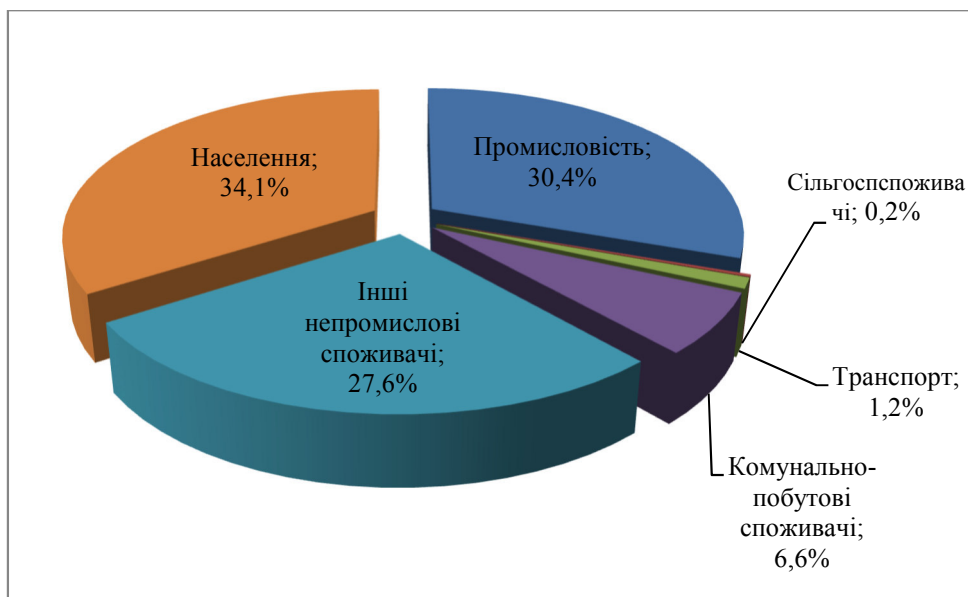


Рис. 2.3. Очікуваний розподіл електричної енергії споживачам

В таблиці 2.3 наведені дані максимуму зимових навантажень 2016-2020 років по ПС 150-35 кВ.

Таблиця 2.3

Електричні навантаження в режимні дні, МВт

Показники	2016 р.	2017 р.	2018 р.	2019 р.	2020 р.
Максимальне електричне навантаження	116,7	105,94	130,3	118,55	123,85
Мінімальне електричне навантаження	62,033	65,216	77,03	76,89	82,52

При розрахунках прогнозованого максимального навантаження у режимні дні за роками враховано:

- вихідні дані прогнозованого споживання на період 2022-2026 роки суміжного оператора системи розподілу АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (лист від 15.03.2021 №10208/1001), АТ «Укрзалізниця» (лист від 11.03.2021 №7/798)
- інформацію прогнозованого споживання Споживачів електричної енергії на період 2022-2026 роки ТОВ «МІРОПЛАСТ» (лист від 12.03.2021 № 58-21), ПАТ «Кривбасзалізрудком» (лист від 04.03.2021 №5306/95); ТОВ «ТОРГОВИЙ ДІМ ВМЗ» (лист від 15.03.2021 №219).

Дані щодо прогнозованих рівнів електроспоживання та електричних навантажень компанії приведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4

Прогноз максимальних електричних навантажень підстанцій компанії, МВт

Показники	2021 р.	2022 р.	2023 р.	2024 р.	2025 р.	2026 р.
Максимум навантаження, МВт	135,52	139,34	143,30	147,41	151,59	155,89



Рис. 2.4. Прогноз максимальних електричних навантажень підстанцій, МВт

3. Фактичні та обґрунтовані прогнозні обсяги відпуску електричної енергії виробників електричної енергії, приєднаних до системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»

На підставі аналізу фактичних обсягів електроенергії виробленої суб'єктами господарювання, що виробляють електричну енергію з використанням альтернативних джерел енергії, яким встановлено "зелений тариф", а саме СЕС та «приватні домогосподарства» можна зробити висновок, що ситуація змінюється щороку, оскільки чітко визначено механізм отримання «зеленого» тарифу для об'єктів генерації та затверджено механізм встановлення, підключення до електромереж, обліку, продажу та розрахунків за електроенергію за «зеленим тарифом».

Так в 2020 році до системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» приєдналась нова сонячна електростанція та збільшилась потужність генеруючих установок «приватних домогосподарств».

Інформація щодо переліку об'єктів відновлювальних джерел енергії, які приєднані до електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» станом на 01.01.2021 року наведена в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1

**Перелік об'єктів відновлювальних джерел енергії, які приєднані до електричних мереж
ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» станом на 01.01.2021 року**

					Розташування об'єкта ВДЕ				
№ п/п	Назва об'єкта ВДЕ	Суб'єкт господарювання, що має у користуванні об'єкт ВДЕ	Вид генеруючої потужності (ВЕС, СЕС, біомаса, біогаз, мікро-, міні-, мала ГЕС)	Встановлена потужність приєднаного до мережі об'єкта ВДЕ, кВт	Місце розташування та/або адреса об'єкта ВДЕ	Точка приєднання	Назва ПС 110-150 кВ, до якої передається потужність об'єкта ВДЕ	Дата введення в експлуатацію, дд.мм.рррр	Прогнозована дата введення в експлуатацію наступної черги та її потужність (за наявності), кВт/дд.мм.рррр
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	СЕС	ТОВ "ФЕС ФОТОН"	СЕС	484	м. Дніпро, вул. Будівельників, 43.	сек. 6 кВ в РУ-6 кВ ТП-312 (вихідні контактні клема засобів обліку в РУ-6 кВ замовника)	ПС № 2	01.06.2019	
2.	СЕС "Широкє"	ТОВ "СОЛАР М"	СЕС	4515	Дніпропетровська обл., Широківський р-н., смт. Широке (в межах населеного пункту)	на наконечниках КЛ-10 кВ в ком. Ф-8 в РУ-10 кВ ПС 35/10 кВ «ЛУЧ»	ПС 150 кВ ГПП-3	01.09.2019	

					Розташування об'єкта ВДЕ				
№ п/п	Назва об'єкта ВДЕ	Суб'єкт господарювання, що має у користуванні об'єкт ВДЕ	Вид генеруючої потужності (ВЕС, СЕС, біомаса, біогаз, мікро-, міні-, мала ГЕС)	Встановлена потужність приєднаного до мережі об'єкта ВДЕ, кВт	Місце розташування та/або адреса об'єкта ВДЕ	Точка приєднання	Назва ПС 110-150 кВ, до якої передається потужність об'єкта ВДЕ	Дата введення в експлуатацію, дд.мм.рррр	Прогнозована дата введення в експлуатацію наступної черги та її потужність (за наявності), кВт/дд.мм.рррр
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.	СЕС "Джі Пі Солар"	ТОВ "ДЖІ ПІ СОЛАР"	СЕС	8464	Дніпропетровська обл., Широківський р-н., смт. Широке (в межах населеного пункту), кадастровий номер земельної ділянки - 1225855100:01:009:0004.	КЛІ-10 кВ від ком. Ф-7, ком. Ф-26 в РУ-10 кВ ПС 35/10 кВ «ЛУЧ» (на межі ділянок КЛІ-10 кВ в ввідних комірках новозбудованої РУ-10 кВ ТОВ "ДЖІ ПІ СОЛАР")	ПС 150 кВ ГПП-3	30.12.2019	
4.	СЕС ТОВ "ЕТЛ СОЛАР РУФ"	ТОВ "ЕТЛ СОЛАР РУФ"	СЕС	227	складська будівля (дах) по вул. Будівельників, буд. 25 у м. Дніпро.	вихідні контактні клема автоматичного вимикача в РЩ замовника	ПС № 2	01.06.2020	
ВСЬОГО				13 690					

Інформація щодо зростання загальної кількості та загальної потужності генеруючих «приватних домогосподарств» в 2020 році в порівнянні з 2019 роком наведена в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2

Потужності генеруючих «приватних домогосподарств»

Місцезнаходження об'єкту СЕС	2019 рік		2020 рік	
	Загальна кількість, од.	Загальна потужність генеруючих установок, кВт	Загальна кількість, од.	Загальна потужність генеруючих установок, кВт
м. Жовті Води	18	324,21	20	468,00
м. Кривий Ріг	42	1231,81	52	1475,00
м. Вільногірськ	2	28,00	2	28,00
м. Інгулець	2	60,00	3	90,00
смт. Гвардейське	1	17,00	1	17,00
м. Дніпро	19	340,8	21	387,00
ВСЬОГО:	84	2 001,82	99	2 465,00



Рис. 3.1. Загальна потужність генеруючих установок «приватних домогосподарств» по районам, кВт

Інформація щодо фактичного відпуску електричної енергії виробленої суб'єктами господарювання, що виробляють електричну енергію з використанням альтернативних джерел енергії за 2018 - 2020 рік та прогнозний відпуск в систему розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на 2022 - 2026 роки наведена в таблиці 3.3. Прогноз відпуску розраховано з урахуванням статистичного аналізу погодних умов по регіонах де встановлені СЕС. Враховуючи, що у 2020 році генеруючі установи юридичних споживачів-виробників, які були введені на прикінці грудня 2019 року, а саме найпотужніша генеруюча установка ТОВ «Джі Пі Солар», та введено в дію нову генеруючу установку ТОВ «ЕТЛ СОЛАР РУФ» в червні 2020 року, обсяги відпуску електричної енергії в систему розподілу за 2020 рік та прогнозованого 2021 року значно відрізняються. У прогнозах наступних років враховано динаміку підключення потужностей «приватних домогосподарств» та те, що наразі приєднань до мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» юридичних споживачів-виробників не заплановано.

Таблиця 3.3

Фактичний та прогнозний відпуск електричної енергії з використанням альтернативних джерел енергії, кВт·год

Показники	Рік	Обсяги відпуску в систему розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»	
		кВт·год	зміни на %
Фактичний відпуск електричної енергії з використанням альтернативних джерел енергії, кВт·год	2018	202 062	505%
	2019	1 736 245	759%
	2020	20 573 852	1085%
Прогнозний відпуск електричної енергії з використанням альтернативних джерел енергії, кВт·год	2021	22 086 590	7%
	2022	22 958 315	4%
	2023	23 186 542	1%
	2024	23 307 502	1%
	2025	23 432 091	1%
	2026	23 560 418	1%



Рис. 3.2. Фактичний та прогнозний відпуск електричної енергії з використанням альтернативних джерел енергії, кВт·год

Наразі суб'єкти господарювання, що мають намір виробляти електричну енергію з альтернативних джерел енергії та з якими укладено договір про приєднання до електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» - відсутні.

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

ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» взаємодіє з суміжними операторами системи розподілу АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ», ПАТ «Укрзалізниця», ТОВ «ДТЕК ВИСОКОВОЛЬТНІ МЕРЕЖІ», ПАТ «КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО». Основними джерелами живлення мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» є підстанції оператора системи передачі НЕК «УКРЕНЕРГО». В таблиці 4.1. наведено характеристики джерел живлення та максимальні навантаження підстанцій 150-35 кВ компанії у режимні дні за період 2016-2020 роки (проведені в грудні місяці на 17-00).

Таблиця 4.1

Характеристика джерел живлення

Джерело живлення: ПС напругою 220 кВ і вище або лінія 110 (150) кВ від джерел живлення, розміщених на території інших ліцензіатів 1)		ПС 110(150)/35/10(6) і 110(150)/10(6) кВ, які живляться від джерела живлення				Максимальні навантаження у режимні дні в МВт за роками				
Назва	Кількість і потужність автотрансформаторів; довжина ЛЕП, марка та переріз проводів	Назва	Кількість і потужність трансформаторів		Рік будівництва	2016	2017	2018	2019	2020
			од./МВА	МВт						
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО», ДГЕС-1 Укргідроенерго; ПС «Вузлова», ПС «Солоне», ПЛ-150 кВ Л-11А, Л-10А АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2х400 МВА, 3х250 МВА	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1Т/25	23	1966	9,1	9,2	14,4	15,1	16,52
			2Т/25	23	1969	5,7	6,2	14,2	12,3	13,03
		ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	1Т/32	29,4	1978	3	1,42	6,8	5,1	5,93
			2Т/40	36,8	2012	7,8	8	4,1	5,5	9,42
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «КЛ» ПЛ-150 кВ Л-34, Л-34-А АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2х400 МВА 3х250 МВА	ПС-154/6/6 «Трубна»	1Т/32	29,4	1975	4	1,7	3,7	3,8	3,82
			2Т/32	29,4	1972	2,64	5,5	3,4	0,7	2,52
ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС-150 кВ «ПІВНІЧНА», ПЛ-154 кВ Л-73, Л-73А АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	1х250 МВА, 3х250 МВА	ПС-150/35/10 кВ «Силова»	1Т/16	14,7	1987	1	1,5	1,22	3	1,52
ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО»;	2х250 МВА	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	4Т/32	29,4	1985	0,5	0,4	0,34	0,33	0,52
		ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	1Т/32	29,4	1974	2,2	1,5	2,8	1,8	1,73
			2Т/32	29,4	1977	1,8	1,5	1,2	3,4	1,8
ПС 330 кВ «Криворізька» «НЕК «УКРЕНЕРГО»	2х250 МВА	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	1Т/60	55,2	1968	4	4,42	5,2	3,3	3,78
			2Т/60	55,2	1970	6,2	1,7	8,8	5,2	7,1

Джерело живлення: ПС напругою 220 кВ і вище або лінія 110 (150) кВ від джерел живлення, розміщених на території інших ліцензіатів 1)		ПС 110(150)/35/10(6) і 110(150)/10(6) кВ, які живляться від джерела живлення				Максимальні навантаження у режимні дні в МВт за роками				
Назва	Кількість і потужність автотрансформаторів; довжина ЛЕП, марка та переріз проводів	Назва	Кількість і потужність трансформаторів		Рік будівництва	2016	2017	2018	2019	2020
			од./МВА	МВт						
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО», ДГЕС-1 Укргідроенерго; ПС «Вузлова», ПЛ-150 кВ Л-0,13А, Л-0-27 АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2х400 МВА 3х250 МВА	ПС 150/35/6 кВ «ДІШЗ-1»	1Т/25	23	1977	5	3,6	3,6	9,5	10,6
			2Т/25	23	1977	3	3,8	3,8	7,2	10,0
		Всього напругою 150 кВ	468,00			55,94	50,44	73,56	76,23	88,29
ПС 330 кВ «Першотравнева» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО»;	3х250 МВА, 3х250 МВА	ПС-35/6 кВ № 3	1Т/6,3	5,80	1985	2,8	1	1	0,6	0,96
			2Т/6,3	5,80	1985	0	0,8	1	0,4	0,72
КрТЕС ДТЕК; ПС «Михайлівська 35/10 кВ» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»		ПС-35/6 кВ «ЖКК»	1Т/4	3,7	1981	0,3	1	0,2	0,2	0,25
			2Т/4	3,7	1981	0,5	1	1	0,4	0,62
ПС 330 кВ «Феросплавна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ДГЕС-1 Укргідроенерго; ПС «Грушевська 150 кВ» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2х400 МВА	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	1Т/6,3	5,8	2016	3	3,3	3,7	2,8	4,38
			2Т/6,3	5,8	2015	3	3,4	3,94	3,2	2,78
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Новомосковська» АТ «Укрзалізниця»	2х400 МВА 3х250 МВА	ПС-35/10 кВ «НМФ»	1Т/4	3,7	1984	0,8	0,1	0,2	1,1	0,2
			2Т/4	3,7	1984	0	0,6	0,7		
КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнична» НЕК «УКРЕНЕРГО», КахГЕС Укргідроенерго; ПС «Южна-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4х250 МВА	ПС № 50 «Березняки» 35/10/6 кВ	1Т/10	9,2	1989	2	2,3	2,7	2,52	1,84
			2Т/10	9,2	1989	3,1	3,1	3,2	2,7	1,42

Джерело живлення: ПС напругою 220 кВ і вище або лінія 110 (150) кВ від джерел живлення, розміщених на території інших ліцензіатів 1)		ПС 110(150)/35/10(6) і 110(150)/10(6) кВ, які живляться від джерела живлення				Максимальні навантаження у режимні дні в МВт за роками				
Назва	Кількість і потужність автотрансформаторів; довжина ЛЕП, марка та переріз проводів	Назва	Кількість і потужність трансформаторів		Рік будівництва	2016	2017	2018	2019	2020
			од./МВА	МВт						
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12
КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнич» НЕК «УКРЕНЕРГО», КахГЕС Укргідроенерго; ПС «Южна-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4x250 МВА	ПС № 47 35/6 кВ «Західна»	1Т/4	3,7	2014	0,7	2,5	1,2	0,65	0,02
			2Т/4	3,7	2014	0,8	0,54	1	0,68	0,36
КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнич» НЕК «УКРЕНЕРГО», КахГЕС Укргідроенерго; ПС «Южна-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4x250 МВА	ПС № 5 «Жилселище» 35/6 кВ	1Т/6,3	5,8	1917	0,9	4,2	1,7	1,5	1,3
			2Т/6,3	5,8	1917	4,4		3,1	2,32	2,46
ПС «Рудна-330»ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 150/35/6 кВ «Електронна-150» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	3x250 МВА	ПС-«Інгулецька» 35/6 кВ	1Т/2,5	2,3	2015	1,1	0,1	0,74	0,5	0,43
ВДГМК-1ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 150/35/6 кВ «Сверна-150» ДТЕК	1x250 МВА		2Т/2,5	2,3	2015	0,1	0,3	0,1	0,1	0,1
ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 35/6 кВ «Нова» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	3x250 МВА	ПС «С-35»35/6 кВ	1Т/4	3,7	2020	2	2	1,4	1,9	0,5
ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 150/35/6 кВ «Електронна-150» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	3x250 МВА	ПС- 29 35/6 кВ	1Т/4	3,7	1981	0,62	0,1	0,1	0,5	0,27
			2Т/4	3,7	1983	0,1	0,6	0,8		

Джерело живлення: ПС напругою 220 кВ і вище або лінія 110 (150) кВ від джерел живлення, розміщених на території інших ліцензіатів 1)		ПС 110(150)/35/10(6) і 110(150)/10(6) кВ, які живляться від джерела живлення				Максимальні навантаження у режимні дні в МВт за роками				
Назва	Кількість і потужність автотрансформаторів; довжина ЛЕП, марка та переріз проводів	Назва	Кількість і потужність трансформаторів		Рік будівництва	2016	2017	2018	2019	2020
			од./МВА	МВт						
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12
ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 150/35/6 кВ «Електронна-150» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	3х250 МВА	ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води	1Т/16	14,7	2019	11	13,2	16	8,3	7,02
			2Т/16	14,7	2018	9	4,4	0		
ПС 330 кВ «Південна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «Нікопольська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Газопровід», ПС «Батуринська» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4х250 МВА	ПС-35/6 кВ «Чешка»	1Т/1,6	1,5	1960	0,6	0,6	0,6	0,51	0,75
			2Т/2,5	2,3	2012	0	0	0		
КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнична» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Широківська» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4х250 МВА	ПС-35/10 кВ «Луч»	1Т/6,3	5,8	1993	0,5	0,1	0,5	0,5	0,45
			2Т/6,3	5,8	1999	0	0	0		
ПС 330 кВ «Першотравнева» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Девладове-тягова» АТ «Укрзалізниця»	3х250МВА	ПС «Макорти» 35/6 кВ	1Т/2,5	2,3	1971	0,3	0,14	0,2	0,4	0,25
ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО»;	2х250 МВА	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	1Т/10	9,2	1971	0	0,1	0,4	0,7	0,41
			2Т/10	9,2	2011	0,4	0,1	0,1		
ПС 330 кВ «Південна» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Южная-35 35/6 кВ» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4х250 МВА	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	1Т/4	3,7	2014	2,3	1,7	2,2	1,3	1,5
			2Т/4	3,7	2014	1,2	1	1,1		
ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 150/35 кВ «Перещепіне- 150» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2х250 МВА	ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ	1Т/1,8	1,7	1989	0,3	0,4	0,33	0,32	0,05

Джерело живлення: ПС напругою 220 кВ і вище або лінія 110 (150) кВ від джерел живлення, розміщених на території інших ліцензіатів 1)		ПС 110(150)/35/10(6) і 110(150)/10(6) кВ, які живляться від джерела живлення				Максимальні навантаження у режимні дні в МВт за роками				
Назва	Кількість і потужність автотрансформаторів; довжина ЛЕП, марка та переріз проводів	Назва	Кількість і потужність трансформаторів		Рік будівництва	2016	2017	2018	2019	2020
			од./МВА	МВт						
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12
ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПДТЕС ДТЕК; ПС «Славгород-тягова» АТ «Укрзалізниця»	2х250 МВА	ПС «СА3» 35/10/6 кВ	1Т/2,5	2,3	1977	2,52	1,3	2,2	4,5	0,8
			2Т/2,5	2,3	1968	0	0	0		
ПС 330 кВ «Феросплавна» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Нікопольська-150» ПС «НГ-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	5х250 МВА	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	1Т/2,5	2,3	1988	2,3	2,4	2,4	1,22	2,13
ПС 330 кВ «Прометей» НЕК «УКРЕНЕРГО»;	2х250 МВА	ПС-35/6 кВ №14	3Т/2,5	2,3	1977	0,14	0,5	0,5	0,5	0,03
			4Т/3,2	2,9	1956	0,14	0	0		0,16
ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 35/10 кВ «Губиниха» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2х250 МВА	ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	1Т/4	3,7	1988	0	0,3	0,43	0,4	0,32
			2Т/4	3,7	1987	1	0,5	0,4		
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Слізаветівка» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»		ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	1Т/10	9,2	1970	1,74	1,3	0,6	1,6	3,08
			2Т/10	9,2	1970	1,1	0,52	1		
		Всього напругою 35 кВ	221,00			60,76	55,50	56,74	42,32	35,56
		Всього по підстанціям напругою 150-35 кВ	689,00			116,7	105,94	130,3	118,55	123,85

Дані щодо прогнозованих рівнів електроспоживання та електричних навантажень компанії наведені в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2

Прогноз максимальних електричних навантажень підстанцій компанії, МВт

Джерело живлення: ПС напругою 220 кВ і вище або лінія 110 (150) кВ від джерел живлення, розміщених на території інших ліцензіатів 1)		ПС 110(150)/35/10(6) і 110(150)/10(6) кВ, які живляться від джерела живлення				Максимальні навантаження (прогнозовані) у режимні дні в МВт за роками					
Назва	Кількість і потужність автотрансформаторів; довжина ЛЕП, марка та переріз проводів	Назва	Кількість і потужність трансформаторів		Рік будівництва	2021	2022	2023	2024	2025	2026
			од./МВА	МВт							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО», ДГЕС-1 Укргідроенерго; ПС «Вузлова», ПС «Солоне» ПЛ-150 кВ Л-11А, Л-10А АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2х400 МВА, 3х250 МВА	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1Т/25	23	1966	30,171	30,77	31,39	32,02	32,66	33,31
			2Т/25	23	1969						
		ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	1Т/32	29,4	1978	12,995	13,32	13,65	13,99	14,34	14,7
			2Т/40	36,8	2012						
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «КЛ» ПЛ--150 кВ Л-34, Л-34-А АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2х400 МВА 3х250 МВА	ПС-154/6/6 «Трубна»	1Т/32	29,4	1975	5,968	6,12	6,27	6,43	6,59	6,76
			2Т/32	29,4	1972						
ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС-150 кВ «ПІВНІЧНА», ПЛ-154 кВ Л-73, Л-73А АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	1х250 МВА, 3х250 МВА	ПС-150/35/10 кВ «Силова»	1Т/16	14,7	1987	6,615	6,78	6,95	7,12	7,30	7,48
ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО»;	2х250 МВА	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	4Т/32	29,4	1985	0,35	0,36	0,36	0,37	0,38	0,39
		ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	1Т/32	29,4	1974	5,81	5,95	6,10	6,25	6,41	6,65
			2Т/32	29,4	1977						

Джерело живлення: ПС напругою 220 кВ і вище або лінія 110 (150) кВ від джерел живлення, розміщених на території інших ліцензіатів 1)		ПС 110(150)/35/10(6) і 110(150)/10(6) кВ, які живляться від джерела живлення				Максимальні навантаження (прогнозовані) у режимні дні в МВт за роками					
Назва	Кількість і потужність автотрансформаторів; довжина ЛЕП, марка та переріз проводів	Назва	Кількість і потужність трансформаторів		Рік будівництва	2021	2022	2023	2024	2025	2026
			од./МВА	МВт							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПС 330 кВ «Криворізька» НЕК «УКРЕНЕРГО»	2х250 МВА	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	1Т/60	55,2	1968	8,93	9,15	9,38	9,62	9,86	10,11
			2Т/60	55,2	1970						
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО», ДГЕС-1 Укргідроенерго; ПС «Вузлова», ПЛ-150 кВ Л-0,13А, Л-0-27 АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2х400 МВА 3х250 МВА	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	1Т/25	23	1977	20,56	21,01	21,48	21,96	22,45	22,95
			2Т/25	23	1977						
		Всього напругою 150 кВ	468,00			91,40	93,46	95,58	97,76	99,99	102,35
ПС 330 кВ «Першотравнева» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО»;	3х250 МВА, 3х250 МВА	ПС-35/6 кВ № 3	1Т/6,3	5,80	1985	1,871	1,918	1,966	2,015	2,065	2,115
			2Т/6,3	5,80	1985						
КрТЕС ДТЕК; ПС «Михайлівська 35/10 кВ» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»		ПС-35/6 кВ «ЖКК»	1Т/4	3,7	1981	0,63	0,65	0,66	0,68	0,70	0,73
			2Т/4	3,7	1981						
ПС 330 кВ «Феросплавна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ДГЕС-1 Укргідроенерго; ПС «Грушевська 150 кВ» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2х400 МВА	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	1Т/6,3	5,8	2016	6,30	6,46	6,62	6,79	6,96	7,14
			2Т/6,3	5,8	2015						

Джерело живлення: ПС напругою 220 кВ і вище або лінія 110 (150) кВ від джерел живлення, розміщених на території інших ліцензіатів 1)		ПС 110(150)/35/10(6) і 110(150)/10(6) кВ, які живляться від джерела живлення				Максимальні навантаження (прогнозовані) у режимні дні в МВт за роками					
Назва	Кількість і потужність автотрансформаторів; довжина ЛЕП, марка та переріз проводів	Назва	Кількість і потужність трансформаторів		Рік будівництва	2021	2022	2023	2024	2025	2026
			од./МВА	МВт							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Новомосковськ-тягова» АТ «Укрзалізниця»	2х400 МВА 3х250 МВА	ПС-35/10 кВ «НМФ»	1Т/4	3,7	1984	1,16	1,18	1,21	1,24	1,28	1,32
			2Т/4	3,7	1984						
КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнич» НЕК «УКРЕНЕРГО», КахГЕС Укргідроенерго; ПС «Южна-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4х250 МВА	ПС № 50 «Березняки» 35/10/6 кВ	1Т/10	9,2	1989	5,63	5,84	6,05	6,27	6,50	6,73
			2Т/10	9,2	1989						
КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнич» НЕК «УКРЕНЕРГО», КахГЕС Укргідроенерго; ПС «Южна-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4х250 МВА	ПС № 47 35/6 кВ «Західна»	1Т/4	3,7	2014	1,40	1,43	1,47	1,50	1,54	1,57
			2Т/4	3,7	2014						
КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнич» НЕК «УКРЕНЕРГО», КахГЕС Укргідроенерго; ПС «Южна-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4х250 МВА	ПС № 5 «Жилселище» 35/6 кВ	1Т/6,3	5,8	2017	4,43	4,74	5,07	5,40	5,74	6,09
			2Т/6,3	5,8	2017						

Джерело живлення: ПС напругою 220 кВ і вище або лінія 110 (150) кВ від джерел живлення, розміщених на території інших ліцензіатів 1)		ПС 110(150)/35/10(6) і 110(150)/10(6) кВ, які живляться від джерела живлення				Максимальні навантаження (прогнозовані) у режимні дні в МВт за роками					
Назва	Кількість і потужність автотрансформаторів; довжина ЛЕП, марка та переріз проводів	Назва	Кількість і потужність трансформаторів		Рік будівництва	2021	2022	2023	2024	2025	2026
			од./МВА	МВт							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПС «Рудна-330»ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 150/35/6 кВ «Електронна-150» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	3х250 МВА	ПС-«Інгулецька» 35/6 кВ	1Т/2,5	2,3	2015	0,63	0,65	0,66	0,68	0,70	0,72
ВДГМК-1ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 150/35/6 кВ «Сєверна-150» ДТЕК	1х250 МВА		2Т/2,5	2,3	2015						
ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 35/6 кВ «Нова» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	3х250 МВА	ПС «С-35»35/6 кВ	1Т/4	3,7	2020	2,01	2,06	2,12	2,18	2,24	2,28
ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 150/35/6 кВ «Електронна-150» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	3х250 МВА	ПС- 29 35/6 кВ	1Т/4	3,7	1981	0,32	0,32	0,33	0,34	0,35	0,36
			2Т/4	3,7	1983						
ПС 330 кВ «Рудна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «ВДГМК» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 150/35/6 кВ «Електронна-150» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	3х250 МВА	ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води	1Т/16	14,7	2019	9,05	9,44	9,83	10,24	10,66	11,08
			2Т/16	14,7	2018						

Джерело живлення: ПС напругою 220 кВ і вище або лінія 110 (150) кВ від джерел живлення, розміщених на території інших ліцензіатів 1)		ПС 110(150)/35/10(6) і 110(150)/10(6) кВ, які живляться від джерела живлення				Максимальні навантаження (прогнозовані) у режимні дні в МВт за роками					
Назва	Кількість і потужність автотрансформаторів; довжина ЛЕП, марка та переріз проводів	Назва	Кількість і потужність трансформаторів		Рік будівництва	2021	2022	2023	2024	2025	2026
			од./МВА	МВт							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПС 330 кВ «Південна» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПС 330 кВ «Нікопольська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Газопровід», ПС «Батуринська» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4x250 МВА	ПС-35/6 кВ «Чешка»	1Т/1,6	1,5	1960	0,54	0,55	0,56	0,58	0,59	0,61
			2Т/2,5	2,3	2012						
КрТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Гірнична» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Широківська» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4x250 МВА	ПС-35/10 кВ «Луч»	1Т/6,3	5,8	1993	0,53	0,54	0,55	0,57	0,58	0,59
			2Т/6,3	5,8	1999						
ПС 330 кВ «Першотравнева» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Девладовє-тягова» АТ «Укрзалізниця»	3x250МВА	ПС «Макорти» 35/6 кВ	1Т/2,5	2,3	1971	0,42	0,43	0,44	0,45	0,46	0,47
ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО»;	2x250 МВА	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	1Т/10	9,2	1971	0,74	0,75	0,77	0,79	0,81	0,82
			2Т/10	9,2	2011						
ПС 330 кВ «Південна» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Южная-35 35/6 кВ» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	4x250 МВА	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	1Т/4	3,7	2014	1,37	1,40	1,43	1,47	1,51	1,55
			2Т/4	3,7	2014						

Джерело живлення: ПС напругою 220 кВ і вище або лінія 110 (150) кВ від джерел живлення, розміщених на території інших ліцензіатів 1)		ПС 110(150)/35/10(6) і 110(150)/10(6) кВ, які живляться від джерела живлення				Максимальні навантаження (прогнозовані) у режимні дні в МВт за роками					
Назва	Кількість і потужність автотрансформаторів; довжина ЛЕП, марка та переріз проводів	Назва	Кількість і потужність трансформаторів		Рік будівництва	2021	2022	2023	2024	2025	2026
			од./МВА	МВт							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 150/35 кВ «Перещепіне-150» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2х250 МВА	ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ	1Т/1,8	1,7	1989	0,34	0,34	0,35	0,36	0,37	0,38
ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО», ПДТЕС ДТЕК; ПС «Славгород-тягова» АТ «Укрзалізниця»	2х250 МВА	ПС «САЗ» 35/10/6 кВ	1Т/2,5	2,3	1977	1,261	1,29	1,32	1,36	1,39	1,40
			2Т/2,5	2,3	1968						
ПС 330 кВ «Феросплавна» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Нікопольська-150» ПС «НГ-35» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	5х250 МВА	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	1Т/2,5	2,3	1988	2,28	2,31	2,35	2,38	2,41	2,44
ПС 330 кВ «Прометей» НЕК «УКРЕНЕРГО»;	2х250 МВА	ПС-35/6 кВ №14	3Т/2,5	2,3	2021	0,53	0,54	0,55	0,57	0,58	0,59
			4Т/2,5	2,3	2021						
ПС 330 кВ «Павлоградська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС 35/10 кВ «Губиниха» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2х250 МВА	ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	1Т/4	3,7	1988	0,79	1,00	1,21	1,42	1,64	1,86
			2Т/4	3,7	1987						
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК «УКРЕНЕРГО»; ПС «Єлизаветівка» АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ		ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	1Т/10	9,2	1970	1,89	2,04	2,20	2,36	2,52	2,69
			2Т/10	9,2	1970						
		Всього напругою 35 кВ	220,30			44,12	45,88	47,72	49,65	51,60	53,54
		Всього по підстанціям напругою 150-35 кВ	688,30			135,52	139,34	143,30	147,41	151,59	155,89

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

НЕК «УКРЕНЕРГО» згідно листа від 06.06.2019р. № 01/20515 для ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» були запропоновані такі напрямки перспективного розвитку:

- Реконструкція ВРУ-150 кВ з впровадженням ПРВВ ПС «Орсільмаш» 150/10 кВ у м. Оріхів Запорізької області, яка знаходиться також у власності ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».

Побудована підстанція у 1978 році. Через цю підстанцію відбувається транзит електроенергії споживачам Токмаківського, Оріхівського, Пологівського та Більмацького районів. Обладнання 150 кВ підстанції потребує технічного переоснащення з заміною масляного вимикача типу У-220, від'єднувачів ОД-150 на елегазові вимикачі 150 кВ з комплектами направлених захистів.

ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» має намір отримати ліцензію на право впровадження ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії на території Запорізької області та затвердити відповідні тарифи на розподіл електричної енергії. У разі розширення території ліцензованої діяльності, заходи з технічного переоснащення ПС «Орсільмаш» 150/10 кВ, будуть включені до схеми та плану перспективного розвитку майбутніх періодів.

- Щодо будівництва ПС 150 кВ «Вільногірськ», проектом передбачити застосування триобмоткових трансформаторів 150/35/20 кВ потужністю не менш ніж 50 МВА кожен з переведенням на неї приєднань 35 кВ з ПС 330 кВ «ВДГМК» на виконання вимог СОУ НЕК 20.261:2017 «Технічна політика ДП «НЕК «Укренерго» у сфері розвитку та експлуатації магістральних та міждержавних електричних мереж».

Заходи враховані Планом розвитку, будівництво ПС 150 кВ «Вільногірськ» заплановано виконати з урахуванням вимог НЕК «УКРЕНЕРГО». В зв'язку з значним обсягом необхідного фінансування для виконання робіт цього заходу реалізація можлива тільки після проведення першочергових робіт запланованих на прогностичний п'ятирічний період, які направлені на покращення показників якості електропостачання споживачів (SAIDI, SAIFI), зниження величини втрат електричної енергії, оновлення застарілого обладнання, яке вичерпало свій експлуатаційний ресурс, а також впровадження автоматизованих систем диспетчерського та технологічного керування (АСДТК).

- У разі заміни системи ВД-КЗ на вимикачі 150 кВ необхідно передбачити в проєктній документації передачу імпульсів від сигналів ПРВВ на живлячі підстанції.

Планом розвитку заплановано проєктування та організація ПРВВ на ПС 154/10/6 кВ «ПЛМ» (згідно листа НЕК «УКРЕНЕРГО» від 10.09.2020 №01/32850), ПС «Наклонноствольна 150/6 кВ», ПС 154/35/6 кВ «КПО». При розробці проєктно-кошторисної документації по ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО» м. Павлоград буде враховано відновлення роботи ПРВВ.

Для забезпечення виконання щорічних завдань РДЦ Дніпровського регіону щодо задіяння навантаження в системі АЧР-ЧАПВ, передбачено введення додаткових комплектів АЧР-ЧАПВ (таблиця 5.1):

Таблиця 5.1

Введення додаткових комплектів АЧР-ЧАПВ на підстанціях ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»

№ з/п	Диспетчерське найменування підстанції	Клас напруги, В	Кількість комплектів, шт	Рік введення
1	ПС «Наклонноствольна 150/6 кВ»	150/6	1	2022
2	ПС-150/6/6 «Трубна»	150/6/6	1	2023
3	ПС-35/6 кВ №3	35/6	1	2024

№ з/п	Диспетчерське найменування підстанції	Клас напруги, В	Кількість комплектів, шт	Рік введення
4	ПС-5 35/6 кВ (м. Жовті Води)	35/6	1	2025
5	ПС №50 «Березняки» 35/10/6 кВ	35/10/6	1	2026

При збільшенні джерел фінансування можливе скорочення терміну вводу комплектів АЧР-ЧАПВ.

6. Інформація щодо нових електроустановок виробництва електричної енергії, які мають бути приєднані до системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»

Суб'єкти господарювання, що мають намір виробляти електричну енергію з альтернативних джерел енергії та з якими у 2018 р. було укладено договір про приєднання до електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», а саме ПП «Прагма-склад» та ТОВ «ДНЕПР ДЕВЕЛОПМЕНТ КОМПАНІ» на даний час недійсні, термін дії закінчився та роботи по ним не виконувалися та виконуватись не будуть. Нових звернень щодо приєднань нових об'єктів, що мають намір виробляти електричну енергію з альтернативних джерел енергії не надходило.

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

В таблиці 7.1 наведено значення потужностей по виданих технічних умовах на приєднання нових електроустановок до електричних мереж компанії.

Таблиця 7.1

Потужності по виданих технічних умовах на приєднання до електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»

№ з/п	Джерело живлення, ПС 20-150 кВ	Встановлена потужність ПС, МВт	Величина навантаження, МВт, зима/літо на 2020 р.	Сумарна потужність замовлена до приєднання (чинні ТУ), МВт		Реалізовані ТУ, МВт					Заплановані заходи зі створення резерву потужності у ПРСР
				Всього	у т. ч. оплачено/проваднено	2016	2017	2018	2019	2020	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	2x25	29,55/22,33	0	0	0,095	0,217	1,136	0,058	0	технічне переоснащення з заміною тр-рів на 2x40 МВА
2	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	32+40	15,35/6,94	2,00	2,00	0,018	0	0,150	0	0	технічне переоснащення з заміною тр-ра 1Т на 40 МВА
3	ПС-154/6/6 «Трубіна»	2x32	6,34/6,36	0	0	0,051	0	1,198	0	0	

№ з/п	Джерело живлення, ПС 20-150 кВ	Встано- влена потужн- ість ПС, МВт	Величина навантаже- ння, МВт, зима/літо на 2020 р.	Сумарна потужність замовлена до приєднання (чинні ТУ), МВт		Реалізовані ТУ, МВт					Заплановані заходи зі створення резерву потужності у ПРСР
				Всього	у т. ч. оплаче- но/п роава- нсова- но	2016	2017	2018	2019	2020	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	ПС-150/35/10 кВ «Силова»	1х16	1,52/2,04	0	0	0	0	0,0205	0	0	
5	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	32	0,52/0,18	0	0	0	0	0	0	0	
6	ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	2х32	3,53/2,34	0	0	0,4188	0,302 1	1,2891	0,033	0,995	
7	ПС «Наклоноство- льна 150/6 кВ»	2х60	10,88/6,72	0	0	0	0	0	0	0	
8	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	2х25	20,55/10,13	0	0	0,1106	0,635	0,8638	0,151	0	технічне переоснащення з заміною тр-рів на 2х40 МВА
9	ПС-35/6 кВ № 3	2х6,3	1,68/0,81	0	0	0	0	0	0	0	
10	ПС-35/6 кВ «ЖКК»	2х4	0,87/0,28	0	0	0	0	0	0	0	
11	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	2х6,3	7,16/2,12	0	0	0	0	0	0	0	
12	ПС-35/10 кВ «НМФ»	2х4	0,2/0,27	0	0	1,5	0	0	0	0	
13	ПС № 50 «Березняки» 3 5/10/6 кВ	2х10	3,26/2,94	0	0	0,03	0,026	0	0,052	0	
14	ПС № 47 35/6 кВ «Західна»	2х4	0,38/0,09	0	0	0	0	0	0	0	
15	ПС № 5 «Жилселище» 35/6 кВ	2х6,3	3,76/2,97	0	0	0,02	0,06	0,2913	0	0	
16	ПС- «Інгулецька» 35/6 кВ	2х2,5	0,53/0,53	0	0	0	0	0	0	0	
17	ПС «С-35» 35/6 кВ	4	0,5/0,14	0	0	0,1234	0,208 55	0,2289	0,076	0,3	реконструкція з встановленням 2Т на 4 МВА
18	ПС- 29 35/6 кВ	2х4	0,27/0,3	0	0	0	0	0	0	0	
19	ПС-5 35/6(20) кВ м. Жовті Води	2х16	7,02/5,76	0	0	0,1478	0,750 557	1,3623	0,463	1,4	
20	ПС-35/6 кВ «Чешка»	1,6+2,5	0,75/0,13	0	0	0,005	0	0	0	0,023	
21	ПС-35/10 кВ «Луч»	2х6,3	0,45/0,09	0	0	0	0	0	0	0	

№ з/п	Джерело живлення, ПС 20-150 кВ	Встановлена потужність ПС, МВт	Величина навантаження, МВт, зима/літо на 2020 р.	Сумарна потужність замовлена до приєднання (чинні ТУ), МВт		Реалізовані ТУ, МВт					Заплановані заходи зі створення резерву потужності у ПРСР
				Всього	у т. ч. оплачено/проваднено	2016	2017	2018	2019	2020	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
22	ПС «Магорт» 35/6 кВ	2,5	0,25/0,4	0	0	0	0	0	0	0	
23	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	2х10	0,41/0,21	0	0	0	0,086	0,21	0	0	
24	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	2х4	1,5/0,32	0	0	0	0	0	0	0	
25	ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ	1,8	0,05/0,08	0	0	0	0	0	0	0	
26	ПС «САЗ» 35/10/6 кВ	2х2,5	0,8/0,8	0	0	0	0	0	0	0	
27	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	2,5	2,13/0,41	0	0	0	0	0	0	0	технічне переоснащення з заміною тр-ра на 4 МВА
28	ПС-35/6 кВ №14	2,5+3,2	0,19/0,08	0	0	0	0	0	0	0	
29	ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	2х4	0,32/0,08	0	0	0,003	0,09	0,058	0	0,15	
30	ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	2х10	3,08/1,6	0,379	0	0,480	0,149	0,969	0,031	0	

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

Основні проблеми в роботі системи розподілу компанії виникають у зв'язку з недостатністю пропускної спроможності ЛЕП для розподілу електричної енергії до центрів споживання, недостатнім рівнем надійності енергопостачання в окремих вузлах.

З метою виявлення «вузьких місць» в електричних мережах компанії та формуванням необхідних заходів з метою їх усунення, в 2020 році ТОВ «ЕДС-ІНЖИНІРИНГ» було виконано роботу - актуалізація (коригування) «Схема перспективного розвитку електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «Центральна енергетична компанія» з техніко-економічною оцінкою переводу окремих вузлів на напругу 20 кВ на період 2020-2024 рік з перспективою до 2029 року» відповідно до вимог розділу III п. 3.2.4 та п.3.5.2 Кодексу систем розподілу.

Основними «вузькими місцями» в роботі електричних мереж Товариства, що спричиняють обмеження та неналежну якість електропостачання споживачів є:

- невідповідність схем первинних електричних з'єднань підстанцій існуючим нормативним документам;
- наявність морально та фізично застарілого обладнання (силові трансформатори, вимикачі застарілих типів, комплекти ВД-КЗ, роз'єднувачі та вимірювальна

- апаратура – трансформатори струму та напруги та інше);
- наявність комутаційного обладнання з номінальним струмом відключення, який не відповідає рівню струмів к. з. у мережах;
 - знаходження в експлуатації фізично й морально застарілих пристроїв релейного захисту, апаратури зв'язку й телемеханіки;
 - старіння й руйнування будівельних конструкцій;
 - руйнування залізобетонних опор повітряних ліній;
 - корозійне ураження металевих опор та траверс залізобетонних опор;
 - корозійне ураження грозозахисного тросу;
 - механічне руйнування ізоляторів на опорах
 - невідповідність систем пожежогасіння й масловідводу діючим нормам;
 - наявність застарілих систем живлення щитів постійного струму;
 - відсутність резервного джерела живлення власних потреб та ін.

З урахуванням основних чинників для розвитку електричних мереж компанії в План розвитку оператора системи розподілу на період 2022-2026 роки включені заходи з будівництва та технічного переоснащення об'єктів системи розподілу, включаючи засоби РЗА, ПА і зв'язку, потреба в яких визначена відповідно до вимог підтримання належного рівня операційної безпеки: будівництво нових та технічне переоснащення існуючих підстанцій, збільшення пропускної здатності, реконструкція ЛЕП, підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги.

Характеристика проблемних вузлів електричних мереж наведена у таблиці 8.1.

Таблиця 8.1

Характеристика проблемних вузлів електричних мереж

№ п/п	ПС, ЛЕП, їх характеристика (назва, напруга, кількість та потужність трансформаторів, довжина та перетин проводів (жил), матеріал опор ЛЕП	Рік будівництва	Існуюче максимальне навантаження, МВт	Роботи, які планується виконати, їх обґрунтування та прогнозований рік виконання	Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу
1	2	3	4	6	7
1	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» (1х32МВА+1х40МВА) м. Дніпро	1976	15,35	Реконструкція підстанції з заміною МВ-154 кВ на елегазові вимикачі. Встановлені масляні вимикачі вичерпали свій експлуатаційний ресурс, повністю амортизовані, фізично зношені, не забезпечують швидке та надійне відключення від дії релейного захисту, ненадійні в роботі, вимагають великих витрат на капітальний ремонт і експлуатаційне обслуговування. Необхідне встановлення ПРВВ, впровадженн АСДТК, організація АСКОЕ. Технічне переоснащення - заміна силового трансформатора, який випрацював свій ресурс, заміна в ЗРУ МВ на ВВ, заміна вторинних ланцюгів. Проект 2016 року. Коригування проекту реконструкції - 2020 рік. Орієнтовний термін виконання робіт з реконструкції – 2023р. , технічного переоснащення по заміні силового трансформатора– 2026р. Розробка проекту з технічного переоснащення з організацією ПРВВ та АСДТК – 2022р., виконання робіт – 2023р. СПР с.27, 69, 74, 88, 100, 137. ПРСР с.108 .	1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії; 6) зменшення впливу на навколишнє середовище; 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
2	ПС «Наклонноствольна 150/6 кВ» (2х60 МВА)	1970	10,88	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною комплектів КЗ-ВД 220 кВ на елегазові вимикачі 220 кВ, заміна силових трансформаторів 150/6 кВ, заміна фізично та морально зношеного обладнання на сучасне з покращеними технічними характеристиками з метою	1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема

№ п/п	ПС, ЛЕП, їх характеристика (назва, напруга, кількість та потужність трансформаторів, довжина та перетин проводів (жил), матеріал опор ЛЕП	Рік будівництва	Існуюче максимальне навантаження, МВт	Роботи, які планується виконати, їх обґрунтування та прогнозований рік виконання	Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу
1	2	3	4	6	7
				зниження втрат електроенергії, підвищення надійності електропостачання, зменшення шкідливого впливу на екологічне середовище, ризику травматизму виробничого персоналу, перерв в електропостачанні, експлуатаційних витрат на обслуговування обладнання. Необхідне встановлення ПРВВ, впровадженн АСДТК, організація АСКОЕ. Орієнтовний термін виконання робіт 2023р.. Розробка проєкту з технічного переоснащення ПС з організацією ПРВВ та АСДТК – 2022 р., виконання робіт – 2023. СПР с.30, 101, 138. ПРСР с.113 .	апаратними засобами); 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії; 8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
3	ПС-154/35/6 кВ «КПО» (2x25 МВА) м.Дніпро	1966	29,55	Технічне переоснащення ВРУ-35 кВ, ЗРУ-6 кВ, заміна силових трансформаторів, організація обліку по стороні 150 кВ, телемеханіки та телеуправління, організація ПРВВ. Технічне переоснащення ПС необхідне для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж Товариства. Забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії, забезпечення поточного та прогнозного навантаження. Орієнтовний термін виконання робіт 2026р. Розробка проєкту з технічного переоснащення ПС з організацією ПРВВ - 2025 р., виконання робіт – 2026. СПР с.27, 74, 99, 138. ПРСР с.121	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії; 5) розробка планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо); 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;

№ п/п	ПС, ЛЕП, їх характеристика (назва, напруга, кількість та потужність трансформаторів, довжина та перетин проводів (жил), матеріал опор ЛЕП	Рік будівни цтва	Існуюче максимал ьне навантаж ення, МВт	Роботи, які планується виконати, їх обґрунтування та прогнозований рік виконання	Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу
1	2	3	4	6	7
					9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
4	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1» м.Дніпро (2х25 МВА)	1977	20,60	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-150/35 кВ, заміною силових трансформаторів. Технічне переоснащення ПС необхідне для підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж Товариства. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії. Коригування проєкту 2022 рік. Орієнтовний термін виконання робіт 2025-2027 рр. СТР с. 28, 74, 100, 138. ПРСР с.117 .	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії; 6) зменшення впливу на навколишнє середовище; 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

№ п/п	ПС, ЛЕП, їх характеристика (назва, напруга, кількість та потужність трансформаторів, довжина та перетин проводів (жил), матеріал опор ЛЕП	Рік будівництва	Існуюче максимальне навантаження, МВт	Роботи, які планується виконати, їх обґрунтування та прогнозований рік виконання	Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу
1	2	3	4	6	7
5	ПС «С-35» (1х4 МВА) м. Жовті Води (2 та 3 черга)	1988	0,5	Необхідність реконструкції ПС: встановлення другого трансформатору та 2 секції 35 кВ, будівництво ЛЕП-35 кВ та перепідключення ПС до ПЛ-35 кВ Л-К-31, Л-К-32 ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» (на даний час ПС заживлена від мереж ТОВ «Восток Руда»). Реконструкція ПС необхідна для підвищення надійної роботи підстанції та зменшення втрат на її обслуговування, підвищення надійної роботи електромереж 6 кВ. Це дозволить забезпечити створення більш гнучкої схеми ПС «С-35» та ПС №5 м. Жовті Води та резервування від двох незалежних джерел живлення. Коригування проекту - 2021 рік «Реконструкція схеми живлення м. Жовті Води з підвищенням надійності. Реконструкція підстанції 35/6 "С-35"». Виконання робіт – 2023р. СПР с.34, 137, 142. ПРСР с.128 .	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 5)розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо); 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж.
6	ЛЕП 35 кВ до ПС «С-35» 35/6 кВ м. Жовті Води (дві КЛ-35 кВ Лтраси=4,25 км кожна, 3хАПвЭгаПу-45 пер. 1х150 мм2/пер. ек. 35 мм2) (1 та 4 черга)			Необхідність перепідключення ПС до ПЛ-35 кВ Л-К-31, Л-К-32 компанії, встановлення пристроїв компенсації емнісних струмів для забезпечення надійної роботи електричних мереж в ремонтних та аварійних режимах, якісних параметрів електричної енергії. Термін виконання робіт – 2022р. СПР с.34, 137, 142. ПРСР с.128 .	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 5)розробка планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо).

№ п/п	ПС, ЛЕП, їх характеристика (назва, напруга, кількість та потужність трансформаторів, довжина та перетин проводів (жил), матеріал опор ЛЕП	Рік будівництва	Існуюче максимальне навантаження, МВт	Роботи, які планується виконати, їх обґрунтування та прогнозований рік виконання	Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу
1	2	3	4	6	7
7	ПС-35/6 кВ «Молзавод» м.Нікополь (1х2,5 МВА)	1987	2,13	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною силового трансформатору. Забезпечення енергоефективності, підвищення рівня споживання, в зв'язку з переведенням міста на електроопалення. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії. Орієнтовний термін виконання робіт 2022р. СПР с.40, 74, 137. ПРСР с.130 .	1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії; 5)розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо); 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
8	ПС-35/6 кВ «Стрічка» м. Марганець (2х6,3 МВА)	1972	7,16	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання та порталів ВРУ-35 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, реконструкція ЗРУ-6 кВ, телемеханіки та телеуправління. Забезпечення якісними параметрами	1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу;

№ п/п	ПС, ЛЕП, їх характеристика (назва, напруга, кількість та потужність трансформаторів, довжина та перетин проводів (жил), матеріал опор ЛЕП	Рік будівни цтва	Існуюче максимал ьне навантаж ення, МВт	Роботи, які планується виконати, їх обґрунтування та прогнозований рік виконання	Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу
1	2	3	4	6	7
				електричної енергії. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Орієнтовний термін виконання робіт 2024р. СПР с.39, 106, 138. ПРСР с.132.	2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 5)розробка планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо); 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
9	ПС «ЦЗ» 35/6 кВ смт. Губініха-1 Новомосковського району (2х4 МВА)	1987	0,32	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ, ЗРУ-6 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління, з заміною МВ на ВВ. Зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії. Орієнтовний термін виконання робіт 2025р. СПР с.36, 104, 138. ПРСР с.134.	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії; 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та

№ п/п	ПС, ЛЕП, їх характеристика (назва, напруга, кількість та потужність трансформаторів, довжина та перетин проводів (жил), матеріал опор ЛЕП	Рік будівництва	Існуюче максимальне навантаження, МВт	Роботи, які планується виконати, їх обґрунтування та прогнозований рік виконання	Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу
1	2	3	4	6	7
					«інтелектуальних» мереж; 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
10	ПС 35/6 кВ «Рахманово» м.Кривий Ріг, с. Руднічне (2х4 МВА)	1959	1,5	Необхідність технічного переоснащення ПС, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління, встановлення нового КРПЗ-6 кВ. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Забезпечення споживачів кісними параметрами електричної енергії. Орієнтовний термін виконання робіт 2024 р. СПР с.38, 106, 137. ПРСР с. 138.	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
11	ПС-35/6 кВ «Палмаш» м.Павлоград (2х10 МВА)	1972	0,41	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ та ЗРУ-6 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії),

№ п/п	ПС, ЛЕП, їх характеристика (назва, напруга, кількість та потужність трансформаторів, довжина та перетин проводів (жил), матеріал опор ЛЕП	Рік будівни цтва	Існуюче максимал ьне навантаж ення, МВт	Роботи, які планується виконати, їх обґрунтування та прогнозований рік виконання	Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу
1	2	3	4	6	7
				обслуговування обладнання, підвищення надійності енергопостачання споживачів. Орієнтовний термін виконання 2026р. СПР с.35, 104, 138. ПРСР с. 139.	удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії; 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
12	ПС «Макорти» 35/6кВ с.Макорти (1х2,5 МВА)	1971	0,25	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ та ЗРУ-6 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління, заміна силового трансформатора Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, підвищення надійності енергопостачання споживачів. Орієнтовний термін проєктування 2026р. СПР с.31, 75, 102, 137. ПРСР с. 141.	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії; 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та

№ п/п	ПС, ЛЕП, їх характеристика (назва, напруга, кількість та потужність трансформаторів, довжина та перетин проводів (жил), матеріал опор ЛЕП	Рік будівництва	Існуюче максимальне навантаження, МВт	Роботи, які планується виконати, їх обґрунтування та прогнозований рік виконання	Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу
1	2	3	4	6	7
					автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
13	ПС «САЗ» 35/10 кВ смт.Славгород (2х2,5 МВА)	1968	0,8	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ, реконструкцією ЗРУ-10 кВ з встановленням КРПЗ 10 кВ, телемеханіки та телеуправління, заміна силових трансформаторів Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, підвищення надійності енергопостачання споживачів. Орієнтовний термін проектування 2026р. СПР с.40, 74, 107, 137. ПРСР с. 144.	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії; 6) зменшення впливу на навколишнє середовище; 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;
14	ПС-«Інгулецька»35/6 кВ, с.Іскровка (2х2,5 МВА)	1954	0,53	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, підвищення надійності енергопостачання споживачів. Орієнтовний термін проектування 2026р. СПР с.35, 108, 138. ПРСР с. 147.	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії; 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;

№ п/п	ПС, ЛЕП, їх характеристика (назва, напруга, кількість та потужність трансформаторів, довжина та перетин проводів (жил), матеріал опор ЛЕП	Рік будівництва	Існуюче максимальне навантаження, МВт	Роботи, які планується виконати, їх обґрунтування та прогнозований рік виконання	Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу
1	2	3	4	6	7
					9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
15	ПС-35/6 кВ «Чешка» смт.Радуже Криворізького району (1х1,6 МВА+1х2,5 МВА)	1968	0,75	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною силового трансформатора, заміна обладнання ВРУ-35 кВ та РУ-6 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Підвищення рівня якості електропостачання. СПР с.38, 69, 74, 105, 135.	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії; 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311;
16	ПС-35/10 кВ «Луч» (2х6,3 МВА) смт.Широке	1993	0,45	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління. Для запобігання	1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі

№ п/п	ПС, ЛЕП, їх характеристика (назва, напруга, кількість та потужність трансформаторів, довжина та перетин проводів (жил), матеріал опор ЛЕП	Рік будівництва	Існуюче максимальне навантаження, МВт	Роботи, які планується виконати, їх обґрунтування та прогнозований рік виконання	Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу
1	2	3	4	6	7
	Широківського району			руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Забезпечення поточного та прогнозного навантаження, якісними параметрами електричної енергії. СПР с.33, 87, 103.	розподілу; 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 4)інтеграцію до системи розподілу розподіленої генерації, у т. ч. виробників, що здійснюють виробництво електричної енергії з використанням альтернативних джерел енергії; 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311;
17	ПС-35/6 кВ №14 м.Кам'янське (2,5+3,2 МВА)	1968	0,19	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ, ЗРУ-6 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії. СПР с.41, 106.	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за

№ п/п	ПС, ЛЕП, їх характеристика (назва, напруга, кількість та потужність трансформаторів, довжина та перетин проводів (жил), матеріал опор ЛЕП	Рік будівництва	Існуюче максимальне навантаження, МВт	Роботи, які планується виконати, їх обґрунтування та прогнозований рік виконання	Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу
1	2	3	4	6	7
					комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
18	ПС «Сельстрой» с. Партизанське Дніпровського району (2х10 МВА)	1975	3,08	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ, РУ-6 кВ. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, підвищення надійності енергопостачання споживачів. СПР с.41, 69, 107.	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
19	ПС-35/10 кВ «НМФ» м. Новомосковськ (2х4 МВА)	1984	0,2	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ, ЗРУ-10 кВ, заміна силових трансформаторів, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління. Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання. Забезпечення існуючих та	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3)зниження технологічних витрат електроенергії на її

№ п/п	ПС, ЛЕП, їх характеристика (назва, напруга, кількість та потужність трансформаторів, довжина та перетин проводів (жил), матеріал опор ЛЕП	Рік будівництва	Існуюче максимальне навантаження, МВт	Роботи, які планується виконати, їх обґрунтування та прогнозований рік виконання	Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу
1	2	3	4	6	7
				перспективних споживачів споживачів якісними параметрами електричної енергії. СПР с.37, 69, 105.	розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії; 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
20	ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО» м.Павлоград (2х32 МВА)	1970	3,53	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною комплектів КЗ-ВД 150 кВ на елегазові вимикачі 150 кВ, заміна силових трансформаторів 150/6 кВ на нові. Для доведення до діючих норм та з метою підвищення надійної роботи захисту трансформаторів, підвищення надійності електропостачання споживачів, зниження втрат електроенергії. Організація обліку по стороні 150 кВ, телемеханіки та телеуправління. Відновити роботу ПРВВ на живлячу підстанцію. СПР с.30, 69, 101.	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії; 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня

№ п/п	ПС, ЛЕП, їх характеристика (назва, напруга, кількість та потужність трансформаторів, довжина та перетин проводів (жил), матеріал опор ЛЕП	Рік будівни цтва	Існуюче максимал ьне навантаж ення, МВт	Роботи, які планується виконати, їх обґрунтування та прогнозований рік виконання	Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу
1	2	3	4	6	7
					2018 року №311.
21	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ» м.Павлоград (1х32 МВА)	1985	0,52	Необхідність технічного переоснащення ПС з заміною обладнання 150-6 кВ, з заміною силового трансформатору 4Т. Підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж Товариства. Забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії. СПР с.30, 101.	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії. 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж.
22.	ПЛ-35 кВ Л-МКР-31 с.Макорти Софіївського району (АС-70 L=19,6 км, опори металеві)	1963		Для відновлення технічного стану відповідно нормативним документам. забезпечення надійної роботи електричних мереж реконструкція ПЛ-35 кВ Л-МКР-31 в існуючий охоронній зоні в створі існуючої ПЛ-35 кВ Л-МКР-31, в тому числі з заходами на ПС. Орієнтовний термін виконання робіт - 2024 р. СПР с.71, 137. ПРСР ст. 149.	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
23	ПЛ-35 кВ Л-ІНГ-31 с.Іскровка Петрівського району (АС-120 L=17,0 км. опори з/б та метал)	1954		ЛЕП вичерпали фізичний і моральний ресурс. Необхідність реконструкції з заміною опор. Орієнтовний термін проєктування 2025р., виконання робіт – 2026р. СПР с.71, 137. ПРСР с. 151.	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

№ п/п	ПС, ЛЕП, їх характеристика (назва, напруга, кількість та потужність трансформаторів, довжина та перетин проводів (жил), матеріал опор ЛЕП	Рік будівни цтва	Існуюче максимал ьне навантаж ення, МВт	Роботи, які планується виконати, їх обґрунтування та прогнозований рік виконання	Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу
1	2	3	4	6	7
24	ПЛ-35 кВ Л-0-ЮЖ-31/Л-0-ЮЖ-32 с.Руднічне, м.Кривий Ріг, (АС-70 L=4,8 км., опори з/б та метал.) ПРСР с.151 .	1959		ЛЕП вичерпала фізичний і моральний ресурс. Необхідність реконструкції з заміною опор. Для забезпечення надійної роботи електричних мереж в ремонтних та аварійних режимах, в тому числі підвищення пропускної здатності ліній, зниження технологічних втрат електричної енергії, зменшення ремонтно-експлуатаційних витрат, забезпечення безперебійного живлення споживачів. Орієнтовний термін проєктування 2025р., виконання робіт – 2026р. СПР с. 71, 109, 137.	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії.
25	ПЛ-150 кВ Л-0-10-А/Л-0-11-А м.Дніпро (АС-185 L=1.8 км, опори метал.) ПРСР с.148 .	1969		ЛЕП вичерпали фізичний і моральний ресурс. Необхідність реконструкції з заміною опор. Для забезпечення надійної роботи електричних мереж в ремонтних та аварійних режимах, в тому числі підвищення пропускної здатності ліній, зниження технологічних втрат електричної енергії, зменшення ремонтно-експлуатаційних витрат, забезпечення безперебійного живлення споживачів. Орієнтовний термін проєктування 2026р. СПР с. 70, 109, 137.	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії.
26	ПЛ-35 кВ Л-САЗ смт.Славгород (АС-95 L=2,2 км., опори з/б та метал.) ПРСР с.152	1967			

№ п/п	ПС, ЛЕП, їх характеристика (назва, напруга, кількість та потужність трансформаторів, довжина та перетин проводів (жил), матеріал опор ЛЕП	Рік будівни цтва	Існуюче максимал ьне навантаж ення, МВт	Роботи, які планується виконати, їх обґрунтування та прогнозований рік виконання	Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу
1	2	3	4	6	7
27	ПС 150/35/20кВ м. Вільногірськ *			Необхідність будівництва ПС з врахуванням вимог НЕК «УКРЕНЕРГО» будівництва ПС напругою 150/35/20 кВ та висновків ТЕО щодо переведення електричних мереж м. Вільногірськ та прилеглої мережі 6 кВ на клас напруги 20 кВ. Для зменшення втрат в розподільних мережах 6 кВ шляхом їх переводу на більш високий клас напруги 20 кВ із зміною конфігурації мережі, створення резерву потужності для гарантованого надійного електропостачання споживачів та надання можливості розвитку інфраструктури міста. СПР с.111.	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 3)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії; 8)розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж; 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311 10)підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги.
28.	ЛЕП 150 кВ до ПС 150/20 кВ м.Вільногірськ (АС-240 L=0,23 км) *			Необхідність будівництва для підключення нової ПС 150/20 кВ м. Вільногірськ до ПС 330 кВ «ВДГМК». СПР с.111.	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 5)розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо.

№ п/п	ПС, ЛЕП, їх характеристика (назва, напруга, кількість та потужність трансформаторів, довжина та перетин проводів (жил), матеріал опор ЛЕП	Рік будівни цтва	Існуюче максимал ьне навантаж ення, МВт	Роботи, які планується виконати, їх обґрунтування та прогнозований рік виконання	Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу
1	2	3	4	6	7
29	ПС «Пролісок» 150/6 кВ (2х40 МВА) м. Дніпро*			Необхідність будівництва ПС компанії в Чечелівському районі м.Дніпро. Дозволить забезпечити надійність та якість, додаткову потужність для електропостачання споживачів, в тому числі соціально-значимих об'єктів, зменшення втрат в розподільних мережах. СПР с.119.	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 5)розробка планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо); 9)упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.
23.	ЛЕП 150 кВ до ПС 150/6 кВ «Пролісок» м.Дніпро (L=7.843км АПВЕРПУ-150 1х300мм2/пер.95 мм2) *			Необхідність будівництва для підключення ПС до ПС 330 кВ «Дніпровська». СПР с.119.	1)удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу; 2)підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами); 2)зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії; 5)розробку планів розвитку інфраструктури системи

№ п/п	ПС, ЛЕП, їх характеристика (назва, напруга, кількість та потужність трансформаторів, довжина та перетин проводів (жил), матеріал опор ЛЕП	Рік будівни цтва	Існуюче максимал ьне навантаж ення, МВт	Роботи, які планується виконати, їх обґрунтування та прогнозований рік виконання	Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу
1	2	3	4	6	7
					розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо); 10)підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги.

* В зв'язку з значним обсягом необхідних робіт з переоснащення елементів системи розподілу рівня напруги 20 кВ і вище, переведення розподільних мереж 6 (10) кВ компанії на 20 кВ можливо тільки після проведення першочергових робіт запланованих на прогнозний п'ятирічний період, які направлені на покращення показників якості електропостачання споживачів (SAIDI, SAIFI), зниження величини втрат електричної енергії, оновлення застарілого обладнання, яке вичерпало свій експлуатаційний ресурс, а також впровадження автоматизованих систем диспетчерського та технологічного керування (АСДТК)

Примітка: Терміни виконання робіт орієнтовні, будуть змінені в залежності від джерел фінансування ІІІ.

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

Електричні розрахунки виконано з метою визначення завантаження трансформаторів на підстанціях 35–150 кВ з оцінкою достатності їх пропускної спроможності.

Силові трансформатори 150/35/10(6) кВ, 35/10(6) кВ задані номінальними параметрами.

Електричні розрахунки виконано для режимів максимальних навантажень в зимовий та літній періоди для:

- 2021 р.;
- розрахункового – 2022 р.;
- на 5-річну перспективу – 2026 р.

– на 2021 рік врахована існуюча схема електричної мережі 35-150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».

В таблиці 9.1 зведено дані щодо завантаження силових трансформаторів на прогнозний 2021 рік в режимах зимового та літнього максимуму навантаження в нормальному та аварійному режимі з урахуванням виконання робіт в 2021 році.

Таблиця 9.1

Завантаження силових трансформаторів на прогнозний 2021 рік

№№ з/п	Найменування об'єкта	Дисп. наймен.	Потужність тр-рів на 2021р.		Зима (максимум навантаження на 17:00)			Літо (максимум навантаження на 22:00)		
			МВА	МВт	МВт	% в нормальному режимі	% в аварій авар, ремонтному режимі	МВт	% в нормальному режимі	% в аварій авар, ремонтному режимі
1	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1Т	25	23,0	30,17	66%	131%	21,66	47%	94%
		2Т	25	23,0						
2	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	1Т	32	29,4	12,99	20%	44%	7,27	11%	25%
		2Т	40	36,8						
3	ПС-154/6/6 «Трубна»	1Т	32	29,4	5,97	10%	20%	6,15	10%	21%
		2Т	32	29,4						
4	ПС-150/35/10 кВ «Силова»	1Т	16	14,7	6,62	45%	45%	2,21	15%	15%
5	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	4Т	32	29,4	0,35	1%	1%	0,19	0,6%	0,6%
6	ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	1Т	32	29,4	5,81	10%	20%	2,48	4%	8%
		2Т	32	29,4						
7	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	1Т	60	55,2	8,93	8%	16%	6,94	6%	13%
		2Т	60	55,2						
8	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	1Т	25	23,0	18,23	40%	79%	10,58	23%	46%
		2Т	25	23,0						
9	ПС-35/6 кВ №3	1Т	6,3	5,8	1,87	16%	32%	0,87	8%	15%
		2Т	6,3	5,8						
10	ПС-35/6 кВ «ЖКК»	1Т	4	3,7	0,63	9%	17%	0,30	4%	8%
		2Т	4	3,7						
11	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	1Т	6,3	5,8	6,30	54%	109%	2,28	20%	39%
		2Т	6,3	5,8						

№№ з/п	Найменування об'єкта	Дисп. наймен.	Потужність тр-рів на 2021р.		Зима (максимум навантаження на 17:00)			Літо (максимум навантаження на 22:00)		
			МВА	МВт	МВт	% в нормальному режимі	% в аварій авар, ремонтному режимі	МВт	% в нормальному режимі	% в аварій авар, ремонтному режимі
12	ПС-35/10 кВ «НМФ»	1Т	4	3,7	1,16	16%	31%	0,27	4%	7%
		2Т	4	3,7						
13	ПС №50 «Березняки» 35/10/6 кВ	1Т	10	9,2	5,63	31%	61%	3,15	17%	34%
		2Т	10	9,2						
14	ПС №47 35/6 кВ «Західна»	1Т	4	3,7	1,40	19%	38%	0,57	8%	15%
		2Т	4	3,7						
15	ПС №5»Жилселище»35/6 кВ	1Т	6,3	5,8	4,43	38%	76%	3,29	28%	57%
		2Т	6,3	5,8						
16	ПС 35/6 кВ «Інгулецька»	1Т	2,5	2,3	0,63	14%	27%	0,51	11%	22%
		2Т	2,5	2,3						
17	ПС «С-35»35/6 кВ	1Т	4	3,7	2,01	54%	54%	0,19	5%	5%
18	ПС-29 35/6 кВ	1Т	4	3,7	0,32	4%	9%	0,30	4%	8%
		2Т	4	3,7						
19	ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води	1Т	16	14,7	9,05	31%	62%	6,15	21%	42%
		2Т	16	14,7						
20	ПС-35/6 кВ «Чешка»	1Т	1,6	1,5	0,54	14%	36%	0,14	4%	9%
		2Т	2,5	2,3						
21	ПС-35/10 кВ «Луч»	1Т	6,3	5,8	0,53	5%	9%	0,1	1%	2%
		2Т	6,3	5,8						
22	ПС «Макорти» 35/6 кВ	1Т	2,5	2,3	0,42	4%	4%	0,41	4%	18%
23	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	1Т	10	9,2	0,74	4%	8%	0,23	1%	3%
		2Т	10	9,2						
24	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	1Т	4	3,7	1,37	19%	37%	0,35	5%	9%
		2Т	4	3,7						
25	ПС «НВ-ЦЗ»35/6 кВ	1Т	1,8	1,7	0,34	20%	20%	0,09	5%	5%
26	ПС «САЗ»35/10/6 кВ	1Т	2,5	2,3	1,26	27%	53%	0,83	18%	36%
		2Т	2,5	2,3						
27	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	1Т	2,5	2,3	2,28	99%	99%	1,44	63%	63%
28	ПС-35/6 кВ №14	3Т	2,5	2,3	0,53	12%	23%	0,11	2%	5%
		4Т	2,5	2,3						
29	ПС «ЦЗ»35/6 кВ	1Т	4	3,7	0,79	11%	21%	0,29	4%	8%
		2Т	4	3,7						
30	ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	1Т	10	9,2	1,89	10%	21%	1,75	10%	19%
		2Т	10	9,2						

Аналіз даних таблиці 9.1 показав, що в нормальному режимі завантаження трансформаторів на трансформаторних підстанціях знаходиться в межах від 1 до 99% в зимовий період та від 1 до 63% в літній період в залежності від номінальної потужності трансформаторів.

В аварійному, ремонтному режимі завантаження трансформаторів в зимовий період від 1 до 99% та від 1 до 94% в літній період, крім ПС-154/35/6 кВ «КПО», ПС-35/6 кВ «Стрічка», на яких завантаження силових трансформаторів в аварійному режимі в зимовий період становить відповідно 131% та 109%.

В зимовий період завантаження силового трансформатора 1Т ПС-35/6 кВ «Молзавод» складає 99% його номіналу потужності. З огляду на прогнозні данні завантаження трансформатору 1Т ПС-35/6 кВ «Молзавод» до 2026 року його перевантаження без заміни силового трансформатору складатиме близько 110%.

На 2022 рік прийнята існуюча схема електричної мережі 35-150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».

В таблиці 9.2 зведені дані щодо прогнозованого завантаження силових трансформаторів на розрахунковий 2022 рік в режимах зимового та літнього максимуму навантаження з урахуванням виконання робіт в 2022 році:

- організація нового джерела живлення ПС 35 кВ «С-35» зі встановленням трансформатору 35/6 кВ потужністю 4 МВА;
- заміна першого трансформатору на ПС-35/6 кВ «Молзавод» – 1Т 35/6 кВ потужністю 2,5 МВА на 4 МВА.

Таблиця 9.2

Завантаження силових трансформаторів на прогнозний 2022 рік

№№ з/п	Найменування об'єкта	Дис п. най мен.	Потужність тр-рів на 2022 р.		Зима (максимум навантаження на 17:00)			Літо (максимум навантаження на 22:00)		
			МВА	МВт	МВт	% в нормальн ому режимі	% в аварій авар, ремонтном у режимі	МВт	% в нормал ьному режимі	% в аварій авар, ремонтном у режимі
1	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1Т	25	23	30,77	67%	131%	22,25	48%	97%
		2Т	25	23						
2	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	1Т	32	29,4	13,32	20%	45%	7,60	11%	26%
		2Т	40	36,8						
3	ПС-154/6/6 «Трубна»	1Т	32	29,4	6,12	10%	21%	6,66	11%	23%
		2Т	32	29,4						
4	ПС-150/35/10 кВ «Силова»	1Т	16	14,7	6,78	46%	46%	2,37	16%	16%
5	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	4Т	32	29,4	0,36	1,2%	1,2%	0,20	0,7%	0,7%
6	ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	1Т	32	29,4	5,95	10%	20%	2,62	4%	9%
		2Т	32	29,4						
7	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	1Т	60	55,2	9,15	8%	17%	7,16	6%	13%
		2Т	60	55,2						
8	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	1Т	25	23,0	18,68	41%	81%	11,03	24%	48%
		2Т	25	23,0						
9	ПС-35/6 кВ №3	1Т	6,3	5,8	1,92	17%	33%	0,92	8%	16%
		2Т	6,3	5,8						
10	ПС-35/6 кВ «ЖКК»	1Т	4	3,7	0,65	9%	18%	0,32	4%	9%
		2Т	4	3,7						
11	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	1Т	6,3	5,8	6,46	56%	111%	2,44	21%	42%
		2Т	6,3	5,8						
12	ПС-35/10 кВ «НМФ»	1Т	4	3,7	1,18	16%	32%	0,29	4%	8%
		2Т	4	3,7						
13	ПС №50 «Березняки» 35/10/6 кВ	1Т	10	9,2	5,84	32%	63%	3,36	18%	37%
		2Т	10	9,2						

№№ з/п	Найменування об'єкта	Дис п. най мен.	Потужність тр-рів на 2022 р.		Зима (максимум навантаження на 17:00)			Літо (максимум навантаження на 22:00)		
			МВА	МВт	МВт	% в нормальн ому режимі	% в аварій авар, ремонтном у режимі	МВт	% в нормальн ому режимі	% в аварій авар, ремонтном у режимі
14	ПС №47 35/6 кВ «Західна»	1Т	4	3,7	1,43	19%	39%	0,60	8%	16%
		2Т	4	3,7						
15	ПС №5»Жилселище»35/6 кВ	1Т	6,3	5,8	4,74	41%	82%	3,60	31%	62%
		2Т	6,3	5,8						
16	ПС 35/6 кВ «Інгuleцька»	1Т	2,5	2,3	0,65	14%	28%	0,53	12%	23%
		2Т	2,5	2,3						
17	ПС «С-35»35/6 кВ	1Т	4	3,7	2,06	28%	56%	0,24	3%	6%
		2Т	4	3,7						
18	ПС-29 35/6 кВ	1Т	4	3,7	0,32	4%	9%	0,31	4%	8%
		2Т	4	3,7						
19	ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води	1Т	16	14,7	9,44	32%	64%	6,54	22%	44%
		2Т	16	14,7						
20	ПС-35/6 кВ «Чешка»	1Т	1,6	1,5	0,55	14%	37%	0,15	4%	10%
		2Т	2,5	2,3						
21	ПС-35/10 кВ «Луч»	1Т	6,3	5,8	0,54	5%	9%	0,11	1%	2%
		2Т	6,3	5,8						
22	ПС «Макорти» 35/6 кВ	1Т	2,5	2,3	0,43	19%	19%	0,42	18%	18%
23	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	1Т	10	9,2	0,75	4%	8%	0,24	1%	3%
		2Т	10	9,2						
24	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	1Т	4	3,7	1,40	19%	38%	0,38	5%	10%
		2Т	4	3,7						
25	ПС «НВ-ЦЗ»35/6 кВ	1Т	1,8	1,7	0,34	20%	20%	0,10	6%	6%
26	ПС «САЗ»35/10/6 кВ	1Т	2,5	2,3	1,29	28%	56%	0,86	19%	37%
		2Т	2,5	2,3						
27	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	1Т	4,0	3,7	2,31	62%	62%	1,47	40%	40%
28	ПС-35/6 кВ №14	3Т	2,5	2,3	0,54	12%	24%	0,12	3%	5%
		4Т	2,5	2,3						
29	ПС «ЦЗ»35/6 кВ	1Т	4	3,7	1,00	14%	27%	0,50	7%	14%
		2Т	4	3,7						
30	ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	1Т	10	9,2	2,04	11%	22%	1,90	21%	21%
		2Т	10	9,2						

Аналіз даних таблиці 9.2 показав, що в нормальному режимі завантаження трансформаторів на трансформаторних підстанціях знаходиться в межах від 1 до 67% в зимовий період та від 1 до 48% в літній період в залежності від номінальної потужності трансформаторів.

В аварійному, ремонтному режимі завантаження трансформаторів в зимовий період від 1 до 91% та від 1 до 62% в літній період, крім ПС-154/35/6 кВ «КПО», ПС-35/6 кВ «Стрічка», на яких завантаження силових трансформаторів в аварійному режимі в зимовий період становить 131% та 111%.

10. Інформація щодо якості електропостачання та заходів, направлених на її підвищення

З 01.01.2019 ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» розпочало діяльність з розподілу електричної енергії та розширило сферу комерційних послуг, що надає споживачам, які приєднані до мереж компанії. Інформація щодо комерційної якості послуг та якості електроенергії за 2020 рік наведена нижче в таблиці 10.1.

Таблиця 10.1
Інформація щодо комерційної якості послуг та якості електроенергії за 2020 рік

Інформація щодо комерційної якості послуг та якості електроенергії за 2020 рік									
Код послуги	Тип послуги	Код рядка	Загальна кількість звернень	Кількість наданих послуг	Кількість ненаданих послуг	Строк виконання послуги визначений законодавством	Середній строк надання послуги	Кількість послуг, час виконання яких перевищив установлені строки	Відсоток послуг, час виконання яких перевищив установлені терміни, %
A	B	B	1	2	3	4	5	6	7
S1	Приєднання до мереж системи розподілу:	010	539	539	0		5,70		
S1.1	видача технічних умов на приєднання разом з проектом договору про приєднання:	015	423	423	0		6,42		
S1.1.1	стандартне приєднання (пункт 4.5.5*)	020	224	224	0	10 роб. днів	6,02		
S1.1.2	нестандартне приєднання (без необхідності погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6*)	025	0			10 роб. днів			
S1.1.3	нестандартне приєднання (з необхідністю погодження ТУ з ОСП) (пункт 4.5.6*)	030	199	199	0	20 роб. днів	6,88		
S1.2	подання робочої напруги для проведення випробувань електрообладнання (пункт 4.7.6*)	035	0	0	0		0,00		
S1.2.1	не потребує припинення електропостачання інших Користувачів	040	0			5 роб. днів			
S1.2.2	потребує припинення електропостачання інших Користувачів	045	0			10 роб. днів			
S1.3	підключення електроустановок Замовника до електричної мережі (пункт 4.8.4*)	050	116	116	0		3,08		
S1.3.1	не потребує припинення електропостачання інших Користувачів	055	103	103	0	5 роб. днів	3,08		
S1.3.2	потребує припинення електропостачання інших Користувачів	060	13	13	0	10 роб. днів	3,08		
S2	Видача:	065	0	0	0		0,00		
S2.1	паперового примірника укладеного договору про надання послуг з розподілу (пункт 2.1.4**)	070	0			3 роб. дні			
S2.2	підписаного ОСР паспорту точки розподілу (пункт 2.1.4**)	075	0			10 роб. днів			
S3	Відновлення електроживлення електроустановки споживача:	080	614	614	0		1,36		
S3.1	яка була відключена за заявою споживача (пункт 11.5.11*, пункт 7.13**)	085	0	8		5 роб. днів	1,00		

Інформація щодо комерційної якості послуг та якості електроенергії за 2020 рік									
Код послуги	Тип послуги	Код рядка	Загальна кількість звернень	Кількість наданих послуг	Кількість ненаданих послуг	Строк виконання послуги визначений законодавством	Середній строк надання послуги	Кількість послуг, час виконання яких перевищує установлені строки	Відсоток послуг, час виконання яких перевищує установлені терміни, %
A	Б	В	1	2	3	4	5	6	7
S3.2	яка була відключена за ініціативою ОСР (пункт 11.5.23*, пункт 7.12**)	090	48	48	0		1,08		
S3.2.1	у міській місцевості	095	48	48	0	3 роб. дні	1,08		
S3.2.2	у сільській місцевості	100	0			5 роб. днів			
S3.3	яка була відключена за зверненням електропостачальника (пункт 7.12**)	105	558	558	0		1,39		
S3.3.1	у міській місцевості	110	497	497	0	3 роб. дні	1,37		
S3.3.2	у сільській місцевості	115	61	61	0	5 роб. днів	1,57		
S4	Перевірка лічильника (пункт 6.11 розділу XIII ***)	120	759	759		20 днів	5,18		
S5	Розгляд звернень/скарг/претензій споживачів:	125	337	337	0		6,73		
S5.1	розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (пункт 13.1.4*)	130	320	320	0	30 днів	6,34		
S5.2	розгляд звернень/скарг/претензій споживачів (якщо під час розгляду звернення необхідно здійснити технічну перевірку або провести експертизу засобу обліку) (пункт 13.1.4*)	135	0			45 днів			
S5.3	розгляд звернень споживачів щодо перевірки правильності рахунку за послуги з розподілу електричної енергії (пункт 13.1.4*)	140	0			5 роб. днів			
S5.4	розгляд скарг (претензій) щодо якості електричної енергії (пункт 13.2.1*)	145	17	17	0		14,12		
S5.4.1	якщо вимірювання параметрів якості електричної енергії не проводяться	150	0			15 днів			
S5.4.2	у разі проведення вимірювань параметрів якості електричної енергії	155	17	17	0	30 днів	14,12		
S5.5	розгляд звернень Споживачів щодо відшкодування збитків, завданих внаслідок недотримання ОСР показників якості електропостачання (пункт 13.3.1*)	160	0			30 днів			
Разом		165	2249	2249	0		4,49	0	0,00%

Фактичні рівні показників якості електропостачання за 2020 рік наведенні в таблицях 10.2 – 10.5.

Таблиця 10.2

Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні SAIDI за 2020 рік

Підрозділ	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень	I кв	II кв	III кв	IV кв	Разом
Вільногірські РЕМ	1,8	246,5	59,6	95,6	130,5	117,0	48,3	112,5	61,3	56,3	166,4	106,0	307,9	343,0	222,0	328,6	1201,5
Дніпропетровські РЕМ	15,7	64,8	49,0	30,0	60,4	59,7	49,2	76,8	91,0	113,0	55,8	39,7	129,5	150,1	216,9	208,5	705,0
Жовтоводські РЕМ	49,4	70,9	47,7	96,7	94,0	216,0	114,6	66,3	61,9	60,7	57,3	135,9	168,0	406,8	242,9	254,0	1071,5
Криворізькі РЕМ	32,0	85,9	106,9	69,1	80,9	99,2	91,5	119,7	56,2	110,3	217,3	31,7	224,8	249,2	267,3	359,3	1100,7
Павлоградські РЕМ	58,2	345,7	42,2	48,9	115,3	145,5	127,0	144,5	108,6	173,0	107,7	121,8	446,1	309,7	380,2	402,5	1538,4
СПС	20,4	6,0	0	0	0	5,2	2,9	11,9	3,1	5,5	3,0	1,2	26,4	5,2	17,9	9,7	59,2
Разом по ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»	28,5	124,4	52,1	58,6	84,9	117,8	77,2	89,2	80,7	100,8	84,2	81,2	205,1	261,3	247,0	266,2	979,6

Таблиця 10.3

Індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні SAIFI за 2020 рік

Підрозділ	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень	I кв	II кв	III кв	IV кв	Разом
Вільногірські РЕМ	0,06	0,45	0,26	0,43	0,39	0,28	0,18	0,40	0,17	0,17	0,52	0,54	0,77	1,1	0,75	1,23	3,84
Дніпропетровські РЕМ	0,2	0,49	0,42	0,44	0,42	0,65	0,76	0,80	0,6	0,78	0,41	0,59	1,11	1,51	2,15	1,78	6,55
Жовтоводські РЕМ	0,26	0,31	0,37	0,39	0,44	0,62	0,62	0,25	0,33	0,36	0,36	0,53	0,94	1,46	1,21	1,25	4,86
Криворізькі РЕМ	0,19	0,34	0,43	0,22	0,35	0,45	0,38	0,44	0,2	0,4	0,6	0,2	0,95	1,02	1,02	1,2	4,19
Павлоградські РЕМ	0,2	0,83	0,15	0,16	0,35	0,37	0,33	0,4	0,26	0,34	0,24	0,62	1,17	0,88	0,99	1,19	4,24
СПС	0,02	0,01	0	0	0	0,03	0,02	0,08	0,02	0,01	0,01	0,03	0,03	0,03	0,12	0,06	0,24
Разом по ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»	0,2	0,47	0,35	0,38	0,41	0,55	0,58	0,55	0,42	0,53	0,4	0,55	1,02	1,34	1,55	1,48	5,39

Таблиця 10.4

Індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні MAIFI за 2020 рік

Підрозділ	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень	I кв	II кв	III кв	IV кв	Разом
Вільногірські РЕМ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дніпропетровські РЕМ	0,008	0,05	0,085	0,036	0	0,021	0,05	0,033	0,026	0,049	0,051	0,004	0,143	0,057	0,064	0,103	0,367
Жовтоводські РЕМ	0	0	0	0	0	0	0,004	0	0,209	0	0,046	0	0	0	0,213	0,046	0,258
Криворізькі РЕМ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Павлоградські РЕМ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СПС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Разом по ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»	0,004	0,023	0,039	0,017	0	0,01	0,003	0,015	0,063	0,022	0,034	0,002	0,065	0,026	0,082	0,058	0,231

Таблиця 10.5

Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії ENS за 2020 рік

Підрозділ	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень	I кв	II кв	III кв	IV кв	Разом
Вільногірські РЕМ	0,1	16,4	4,0	6,4	8,7	8,0	3,2	7,5	4,1	3,7	11,0	7,0	20,4	23,1	14,7	21,8	80,1
Дніпропетровські РЕМ	31,6	27,0	19,8	12,2	24,4	26,7	20,1	34,7	39,0	46,5	22,6	16,8	78,4	63,3	93,7	85,9	321,2
Жовтоводські РЕМ	11,2	11,7	9,2	19,2	16,9	35,3	14,2	8,3	8,1	9,7	7,0	18,1	32,0	71,5	30,6	34,8	168,9
Криворізькі РЕМ	2,3	5,0	5,5	3,3	3,3	6,1	7,8	6,2	2,5	5,0	6,9	3,6	12,7	12,7	16,4	15,5	57,4
Павлоградські РЕМ	6,0	35,1	4,3	4,9	11,4	14,6	12,4	19,3	12,1	16,8	10,9	12,1	45,4	31,0	43,8	39,8	160,0
СПС	4,3	1,3	0	0	0	2,3	0,6	2,5	0,7	1,2	0,6	0,3	5,6	2,3	3,8	2,1	13,8
Разом по ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»	55,5	96,5	42,6	46,1	64,7	93,1	58,3	78,5	66,3	82,9	59,0	57,9	194,6	203,8	203,1	199,8	801,4

В таблиці 10.6 наведений аналіз отриманих звітних показників за 2019 рік в порівнянні з 2020 роком. Показники надійності електропостачання отримані шляхом обробки інформації, зафіксованої у відповідних реєстрах, наданих структурними підрозділами:

- Індекс середньої тривалості довгих перерв (SAIDI);
- Індекс середньої частоти довгих перерв (SAIFI);
- Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS).

Таблиця 10.6

Показники надійності електропостачання за 2019 рік в порівнянні з 2020 роком

Рік	Рівень напруги	Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні (SAIDI), хв.			Індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні (SAIFI)			Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS), тис.кВт·год		
		заплановані перерви	незаплановані (аварійні) перерви	усього	заплановані перерви	незаплановані (аварійні) перерви	усього	заплановані перерви	незаплановані (аварійні) перерви	усього
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2019	110 / 154 кВ	0	0	0	0	0	0	0	12,7	12,7
	27,5 - 35 кВ	1,2	5,0	6,2	0,01	0,01	0,02	53,1	47,5	100,6
	6 - 20 кВ	487,9	121,5	609,4	2,84	0,94	3,79	478,8	145,9	624,7
	0,4 кВ	176,0	25,8	201,8	0,97	0,17	1,14	152,6	35,2	187,8
	Усього	665,1	152,3	817,4	3,82	1,13	4,94	684,5	241,4	925,8
2020	110 / 154 кВ	0	0	0	0	0	0	0	2,3	2,3
	27,5 - 35 кВ	1,7	39,4	41,1	0,01	0,05	0,06	8,9	34,2	43,1
	6 - 20 кВ	633,7	148,1	781,7	3,61	0,98	4,59	500,8	155,4	656,2
	0,4 кВ	138,8	17,9	156,7	0,63	0,11	0,74	90,4	9,4	99,7
	Усього	774,2	205,4	979,6	4,25	1,14	5,39	600,0	201,4	801,4

Аналізуючи дані таблиці 10.6, можна зробити висновок, що в порівнянні з 2019 роком, показники SAIDI збільшились: індекс середньої тривалості довгих перерв (SAIDI) на 20 % (внаслідок збільшення тривалості як запланованих (на 16 %), так і аварійних перерв (на 35 %), розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS) зменшився на 13 %, індекс середньої частоти довгих перерв (SAIFI) збільшився на 9 % (внаслідок збільшення тривалості як запланованих (на 11 %), так і аварійних перерв (на 1 %).

Найбільший показник розрахункового обсягу недовідпущеної електроенергії по Товариству має місце на рівні напруги 6-20 кВ (656,2 тис. кВт·год), що складає 81 % від загального обсягу недовідпущеної електроенергії, в основному за рахунок проведення запланованих робіт.

В ході проведення запланованих перерв в електропостачанні показник обсягу недовідпущеної електроенергії (ENS) на рівні напруги 6-20 кВ становить 500,8 тис. кВт·год., що складає 76 % від загального обсягу недовідпущеної електроенергії на рівні напруги

6-20 кВ. Показник обсягу недовідпущеної електроенергії на рівні напруги 6-20 кВ, який виник через незаплановані (аварійні) перерви в електропостачанні становить 155,4 тис. кВт·год., що складає 24 % від загального обсягу недовідпущеної електроенергії на рівні напруги 6-20 кВ. Показники ENS (незаплановані перерви) на інших рівнях напруги становлять: 0,4 кВ – 9,4 %, 35-150 кВ – 80 % від загального обсягу електроенергії на відповідному рівні напруги, недовідпущеної в 2020 р.

Слід зазначити, що найбільший показник ENS у 2020 р. мають:

Дніпропетровські РЕМ (321,8 тис.кВт·год.), Жовтотовські РЕМ (168,5 тис. кВт·год.), Павлоградські РЕМ (160,7 тис.кВт·год.).

Інформація про надійність роботи мереж за останні 5 років наведена в таблиці 10.7

Таблиця 10.7

Надійність роботи електричних мереж

Показники	2016	2017	2018	2019	2020
Технологічні порушення – всього, од.	139	170	172	108	139
у тому числі з вини персоналу	0	0	0	0	0
Аварійний недовідпуск електроенергії, тис.кВт.год	58,08	79,42	104,36	98,0	151,4
Відмови I категорії	0	0	0	0	0
у тому числі з вини персоналу	-	-	-	-	-
Відмови II категорії	0	0	0	0	0
у тому числі з вини персоналу	-	-	-	-	-
Кількість відключень в мережах 35-110 (150 кВ) на 100 км	0,079	1,487	0,182	0,739	0
Кількість відключень в мережах 0,4-6 (10 кВ) на 100 км	11,48	17,39	25,46	13,23	19,66

Виконання передбачених Планом розвитку заходів дасть змогу покращити технічний стан мереж та покращити показники надійності роботи електричних мереж.

Прогнозовані показники надійності електричних мереж наведені в таблиці 10.8.

Таблиця 10.8.

Прогнозовані показники надійності електричних мереж

Показники	2022	2023	2024	2025	2026
Технологічні порушення – всього	139	131	125	119	113
Аварійний недовідпуск електроенергії, тис.кВт·год	119,2	101,5	92,3	78,1	68,2
Кількість відключень в мережах 35-110 (150 кВ) на 100 км	0,142	0,132	0,122	0,112	0,102
Кількість відключень в мережах 0,4-6 (10 кВ) на 100 км	16,5	14,5	12,5	11,5	10,2

Постановою НКРЕКП від 03.03.2020 р. № 546 «Про затвердження цільових показників надійності (безперервності) електропостачання на 2020 рік» для ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» були затверджені наступні показники надійності:

- індекс середньої тривалості довгих перерв (технологічні порушення в мережах ліцензіата та заплановані без попередження споживача) в електропостачанні в системі на рівнях напруги до 0,4-20 кВ для міських населених пунктів не більше хв. –168;

- індекс середньої тривалості довгих перерв (технологічні порушення в мережах ліцензіата та заплановані без попередження споживача) в електропостачанні в системі на рівнях напруги до 0,4-20 кВ для сільських населених пунктів не більше хв. –102.

У відповідності до постанови НКРЕКП від 05.10.2018 р. № 1175 виконано розрахунок прогнозованих показників надійності на період 2022-2026 роки, розрахунки наведено в таблиці 10.9.

Таблиця 10.9

Прогнозовані показники надійності на період 2022-2026 роки

Показники надійності	Планові показники				
	2022	2023	2024	2025	2026
SAIDI, хв:	174,95	169,88	164,81	159,74	154,66
110 / 154 кВ	0	0	0	0	0
27,5 - 35 кВ	4,10	3,95	3,47	3,13	3,02
6 - 20 кВ	115,2	109,6	106,0	104,2	101,8
0,4 кВ	56,65	56,33	55,34	52,41	49,84
SAIFI:	6,69	6,55	6,34	5,80	4,08
110 / 154 кВ	0	0	0	0	0
27,5 - 35 кВ	0,10	0,08	0,06	0,04	0,02
6 - 20 кВ	4,94	4,85	4,71	4,35	3,05
0,4 кВ	1,65	1,62	1,57	1,41	1,01
MAIFI:	0,172	0,158	0,142	0,133	0,103
110 / 154 кВ	0	0	0	0	0
27,5 - 35 кВ	0	0	0	0	0
6 - 20 кВ	0,152	0,143	0,127	0,118	0,088
0,4 кВ	0,02	0,015	0,015	0,015	0,015
ENS, тис. кВт*год:	1077,0	1052,7	1041,2	961,2	872,2
110 / 154 кВ	28,4	26,8	24,1	22,05	20,07
27,5 - 35 кВ	95,8	93,2	91,4	75,86	56,39
6 - 20 кВ	695,5	680,9	677,8	651,5	608,5
0,4 кВ	257,3	251,8	247,9	211,8	187,3

Підприємство постійно аналізує показники SAIDI та SAIFI для підвищення надійності (безперебійності) електропостачання споживачів, розробляє та запроваджує організаційно-технічні заходи, які направлені на покращення якості електропостачання (таблиця 10.10).

Детальний перелік організаційно-технічних заходів, що спрямовані на підвищення показників надійності електропостачання споживачів:

1. Рациональна організація поточних та капітальних ремонтів, технічного обслуговування, профілактичних випробувань, а також вдосконалення планування ремонтів і профілактичних робіт;
2. Постійне підвищення кваліфікаційного рівня ремонтного та оперативного персоналу, виробничої дисципліни;
3. Організовано процес планування, що забезпечує своєчасне попередження споживачів про планові роботи на електрообладнанні, тобто зменшення кількості планових вимкнень електроустановок без попередження споживачів;
4. За допомогою програмного продукту, розробленого НКРЕКП (форма №11-НКРЕКП) визначено електрообладнання, яке дає найбільшу частку SAIDI в компанії при відключеннях, з подальшим розробленням та впровадженням заходів, які спрямовані на покращення цільового SAIDI (таблиця 10.10);
5. Реконструкція електричних мереж 0,4-6-10 кВ (узагальнений перелік заходів для рівня напруги нижче 20 кВ із прив'язкою до відповідних районів та зазначенням

відповідного обсягу інвестицій (таблиця 16.6 с.93):

- реконструкція та технічне переоснащення ПЛ 6-10 кВ з заміною елементів та встановленням реклоузерів;
- реконструкція ПЛ-0,4 кВ з заміною неізолюваного проводу на СПІ;
- реконструкція кабельних ліній;
- будівництво розвантажувальних ТП для переведення навантаження з існуючих об'єктів;
- технічне переоснащення ТП-6/0,4 кВ з заміною трансформатора та ін.

6. Реконструкція підстанцій та ПЛ (таблиця 8.1 «Характеристика проблемних вузлів електричних мереж» с.33).

У рамках прийнятих загальних та гарантованих стандартів якості надання послуг основними напрямками можна виділити наступні:

- рівень сервісу кол-центру;
- усунення причин недотримання показників якості електроенергії за результатами розгляду скарги;
- налагодження процесу надання послуг з приєднання відповідно до змін законодавства;
- відшкодування збитків, завданих внаслідок недотримання показників якості електропостачання.

ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з метою удосконалення відносин зі споживачами було створено Кол-центр з цілодобовою телефонною лінією, який обслуговує споживачів електроенергії. З 2015 року усі телефонні звернення споживачів області, які надходили до диспетчера, обслуговуються кол-центром компанії. Наразі в кол-центр звертається близько 16 тисяч споживачів щомісячно.

Для покращення обслуговування клієнтів було впроваджено інформування про планові відключення електропостачання за допомогою сайту Товариства. Крім того, споживачі мають змогу отримати інформаційні послуги шляхом обробки їх вхідних звернень, що надходять через засоби телекомунікації і надання відповідей на ці звернення операторами Кол-центру, в автоматичному режимі за допомогою голосового меню самообслуговування або перенаправлення звернень до відповідних структурних підрозділів. Запроваджено проведення опитувань абонентів щодо якості електропостачання, оперативності реагування на звернення щодо технічного стану мереж, якості надання додаткових послуг, щодо питань повторного підключення, процедури приєднання до мереж компанії операторами шляхом здійснення вихідних дзвінків в автоматичному режимі, у тому числі для оцінки якості роботи Колл-центру, а також впровадження заходів щодо усунення структурними підрозділами ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» недоліків в роботі з основної діяльності.

Покращення якості продукції, робіт і послуг, які надаються клієнту, та управління цим процесом є головним завданням на найближчу перспективу. Першим кроком для досягнень цієї цілі стало створення персонального кабінету клієнта.

З огляду на новий вид ліцензійної діяльності Товариством було впроваджено додаткові сервіси для побутових споживачів «Особистий кабінет побутового споживача» та передача показів приладів обліку електричної енергії за допомогою програми VIBER.

Впровадження зазначених програмних продуктів дозволило зменшити кількість планових нарахувань, покращити коректність розрахунків між учасниками ринку електричної енергії.

Також, Товариством організовано роботу сервісного центру для більш якісного та швидкого обслуговування споживачів. Створення сервісного центру вдосконалює комунікацію між структурними підрозділами Товариства, що, в свою чергу, позитивно вплине на вирішення потреб, заяв, звернень споживачів

Таблиця 10.10

Інформація щодо SAIDI* по обладнанню ОСР

№ з/п	Диспетчерська назва обладнання	Рівень напруги, кВ	Кількість споживачів, осіб	Кількість відключень, шт.	Загальний час відключень, хв.	Частка SAIDI по ОСР	Причини відключень	Запропоновані заходи для покращення показника SAIDI					Примітка
								найменування заходу	рік/роки виконання	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)	джерело фінансування**	найменування відповідної виробничої (цільової) програми**	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	ТП-10(1Т); ТП-10(2Т); КТП-10Г(1Т); ТП-23(1Т); ТП-23(2Т); ТП-40(1Т); ТП-40(2Т)	6-20 кВ	1209	2	2001	16,877%	Електродугове пошкодження КЛ-6 кВ ТП-40 ком.№4 - ТП-10 ком.№6, що призвело до пошкодження та пробую ізоляції КЛ 6 ТП-5 ком.№7 - ТП-10 ком.№3	Реконструкція КЛ-6 кВ ТП-40 ком.№4 - ТП-10 ком.№6, м. Павлоград	2023	1 200,00	Амортизаційні відрахування	Інвестиційна програма	**** ПВР у 2022 р.
2	ГРУ-ТЕЦ-РУ-6кВ-ком12(КПК)	6-20 кВ	1990	1	2715	13,267%	Пошкодження на Л-30 АТ ДТЕК "ДЕМ" та зхлестування проводів ПЛ 0,4 кВ ЗТП-168 РБ-4, пошкодження опорного ізолятора ПЛ 0,4 кВ ЗТП-160 РБ-2, що призвело до відключення Ф-12 ГРУ ТЕЦ "ДКПК".	Роботи по відновленню на Л-30 АТ ДТЕК "ДЕМ" виконано власником мереж.					Власник Л-30 є суміжний ліцензіат
3	ТП-10(1Т); ТП-10(2Т); КТП-10Г(1Т); ТП-14(1Т); ТП-23(1Т); ТП-23(2Т); ТП-40(1Т); ТП-40(2Т)	6-20 кВ	1219	1	1206	10,256%	Електродугове пошкодження КЛ-6 кВ ТП-40 ком.№4 - ТП-10 ком.№6, що призвело до пошкодження та пробую ізоляції КЛ 6 ТП-5 ком.№7 - ТП-10 ком.№3	Реконструкція КЛ 6 ТП-5 ком.№7 - ТП-10 ком.№3 ПвРЕМ	2023	2 250,00	Амортизаційні відрахування	Інвестиційна програма	**** ПВР у 2022 р.
4	Л-101	6-20 кВ	2526	2	787	9,476%	Планові роботи згідно графіка КР та ТО	Вдосконалення організації попередження споживачів про планові відключення					Організаційні заходи

№ з/п	Диспетчерська назва обладнання	Рівень напруги, кВ	Кількість споживачів, осіб	Кількість відключень, шт.	Загальний час відключень, хв.	Частка SAIDI по ОСР	Причини відключень	Запропоновані заходи для покращення показника SAIDI					Примітка
								найменування заходу	рік/роки виконання	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)	джерело фінансування**	найменування відповідної виробничої (цільової) програми* **	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
5	ЦРП-3_1-СШ_Ф-1; ЦРП-3_1-СШ_Ф-3; ТП-317(1Т)	6-20 кВ	3377	1	1728	6,630%	Пошкодження КЛ-6 кВ ГРУ ТЕЦ ПМЗ Ф-74 – ЦРП-3 ком. № 11	Роботи по відновленню КЛ виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
6	ПС"С-35"Ф-6	6-20 кВ	688	2	1093	5,246%	ПЛ-6 кВ Л-ПС «С-35» – ПС-1- пошкодження ізоляторів на оп. № 17	Роботи по заміні ізоляторів виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
7	ТП-4К(1Т); ТП-5К(2Т); ТП-6К(2Т); ТП-3К(2Т); ТП-7К(2Т); ТП-8К(1Т); ТП-2К(1Т)	6-20 кВ	1613	4	1755	5,025%	Пошкодження КЛ-6 кВ ГПП-2 ПрАТ "ІнтерМікро Дельта Інк" ком.№208-ТП-8к ком.№5; КЛ-6 кВ ГПП-2 ПрАТ "ІнтерМікро Дельта Інк" ком.№218-ТП-8к ком.№6	Реконструкція КЛ-6 кВ ГПП-2 ПрАТ "ІнтерМікро Дельта Інк" ком.№208-ТП-8к ком.№5; КЛ-6 кВ ГПП-2 ПрАТ "ІнтерМікро Дельта Інк" ком.№218-ТП-8к ком.№6, ДнРЕМ	2023	4 386,00	Амортизаційні відрахування	Інвестиційна програма	**** ПВР у 2022 р.
8	ТП-134(2Т); ТП-130(2Т); ТП-120(1Т); ТП-120(2Т); ТП-110(Т); ТП-105(Т); ТП-109(Т); ТП-108(2Т); ТП-138(1Т); ТП-138(2Т)	6-20 кВ	2710	2	2140	4,908%	Пошкодження КЛ-6 кВ ТЕЦ ПМЗ ПС-154 № 2 Ф-10А – ЦРП-1 ком. № 5, КЛ-6 кВ ТП-109 ком. № 2 – ТП-102 ком. № 3, КЛ-6 кВ ТП-102 ком. № 6 – ТП-103 ком. № 1, КЛ-6 кВ ЦРП-1 ком. № 7 – ТП-131 ком. № 4	Роботи по відновленню КЛ виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
9	ТП-124(1Т); ТП-124(2Т); ТП-122(1Т)	6-20 кВ	444	3	710	4,333%	Пошкодження КЛ-6 кВ ТП-124 ком. № 4 – ТП-123 ком. № 6	Реконструкція КЛ-6 кВ ТП-123 ком.6 - ТП-124 ком.4 м. Дніпро, ДнРЕМ	2023	735,00	Амортизаційні відрахування	Інвестиційна програма	**** ПВР у 2022 р.

№ з/п	Диспетчерська назва обладнання	Рівень напруги, кВ	Кількість споживачів, осіб	Кількість відключень, шт.	Загальний час відключень, хв.	Частка SAIDI по ОСР	Причини відключень	Запропоновані заходи для покращення показника SAIDI					Примітка
								найменування заходу	рік/роки виконання	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)	джерело фінансування**	найменування відповідної виробничої (цільової) програми**	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
10	ЦРП-2_1СШ_Ф-12; ЦРП-2_1СШ_Ф-11; ЦРП-2_1СШ_Ф-14; ТП-200(1Т)	6-20 кВ	5486	3	945	3,513%	Пошкодження КЛ-6 кВ ЦРП-2 ком. № 11 – ТП-209 ком. № 1	Реконструкція КЛ-6 кВ ЦРП-2 ком. № 11 – ТП-209 ком. № 1 м. Дніпро, ДнРЕМ	2023	810,00	Амортизаційні відрахування	Інвестиційна програма	**** ПВР у 2022 р.
11	ТП-130(2Т); ТП-130(1Т); ТП-132(2Т); ТП-142А(1Т)	6-20 кВ	1068	2	594	2,224%	Пошкодження КЛ-6 кВ КП-28 ком. № 1 – ТП-140 ком. № 5	Реконструкція КЛ-6 кВ КП-28 ком. № 1 – ТП-140 ком. № 5, КП-28 ком. № 15 – ТП-140 ком. № 6 ДнРЕМ	2023	8 050,00	Амортизаційні відрахування	Інвестиційна програма	**** ПВР у 2022 р.
12	ТП-161(1Т); ТП-161(2Т)	6-20 кВ	815	2	545	2,117%	Планові роботи згідно графіка КР та ТО	Вдосконалення організації попередження споживачів про планові відключення					Організаційні заходи
13	ТП-664(Т); ТП-33(1Т); ТП-33(2Т); ТП-29(Т); ТП-27(Т); ТП-28(Т)	6-20 кВ	1114	1	270	2,098%	Пошкодження КЛ-6 кВ ТП-33 ком.6 - ТП-29 ком.1	Реконструкція КЛ-6 кВ ТП-33 ком.5 - ТП-29 ком.1 м. Дніпро, ДнРЕМ	2023	960,00	Амортизаційні відрахування	Інвестиційна програма	**** ПВР у 2022 р.
14	ТП-236(2Т); ТП-236(1Т)	6-20 кВ	345	2	1262	2,075%	Планові роботи згідно графіка КР та ТО	Вдосконалення організації попередження споживачів про планові відключення					Організаційні заходи
15	ТП-35(1Т); ТП-35(2Т)	6-20 кВ	946	1	442	1,993%	Планові роботи згідно графіка КР та ТО	Вдосконалення організації попередження споживачів про планові відключення					Організаційні заходи
16	ТП-400(2Т); ТП-400(1Т)	6-20 кВ	995	1	394	1,869%	Планові роботи згідно графіка КР та ТО	Вдосконалення організації попередження споживачів про планові відключення					Організаційні заходи

№ з/п	Диспетчерська назва обладнання	Рівень напруги, кВ	Кількість споживачів, осіб	Кількість відключень, шт.	Загальний час відключень, хв.	Частка SAIDI по ОСР	Причини відключень	Запропоновані заходи для покращення показника SAIDI					Примітка
								найменування заходу	рік/роки виконання	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)	джерело фінансування**	найменування відповідної виробничої (цільової) програми* **	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
17	ТП-20(1Т); ТП-20(2Т)	6-20 кВ	820	1	470	1,837%	Планові роботи згідно графіка КР та ТО	Вдосконалення організації попередження споживачів про планові відключення					Організаційні заходи
18	ТП-15(1Т); ТП-15(2Т)	6-20 кВ	694	1	548	1,813%	Планові роботи згідно графіка КР та ТО	Вдосконалення організації попередження споживачів про планові відключення					Організаційні заходи
19	ТП-15АВ-6	0,4 кВ	232	1	1094	1,771%	Пошкодження КЛ 0,4 кВ ТП-15 АВ-6 внаслідок КЗ	Роботи з відновлення КЛ виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
20	ТП-112(1Т); ТП-112(2Т)	6-20 кВ	603	2	562	1,615%	Планові роботи згідно графіка КР та ТО	Вдосконалення організації попередження споживачів про планові відключення					Організаційні заходи
21	ТП-13(1Т); ТП-13(2Т)	6-20 кВ	431	2	781	1,604%	Планові роботи згідно графіка КР та ТО	Вдосконалення організації попередження споживачів про планові відключення					Організаційні заходи
22	ТП-30АВ-1	0,4 кВ	216	1	1050	1,582%	Зірвано ізолятор проводу ПЛ 0,4 кВ ТП-30 АВ-1 на траверсі опори № 26 в зв'язку з падінням дерева	Роботи з відновлення виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	

№ з/п	Диспетчерська назва обладнання	Рівень напруги, кВ	Кількість споживачів, осіб	Кількість відключень, шт.	Загальний час відключень, хв.	Частка SAIDI по ОСР	Причини відключень	Запропоновані заходи для покращення показника SAIDI					Примітка
								найменування заходу	рік/роки виконання	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)	джерело фінансування**	найменування відповідної виробничої (цільової) програми**	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
23	ПС"С-6"(Восток-Руда)	6-20 кВ	682	1	290	1,380%	Пошкодження роз'єднувача на оп. 1 ПЛ-6 кВ Л-ПС «С-6» – ПП-1	Технічне переоснащення (заміна проводу) ПЛ-6 кВ Л-ПС «С-6» – ПП-1; ПЛ-6 кВ Л-ПП-1 – ПП-2 та ПЛ-6 кВ Л-ПС-1 – ПП-1 (з встановленням реклоузерів - 2шт), м. Жовті Води, ЖВРЕМ"	2023	10473,60	Прибуток на виробничі інвестиції	Інвестиційна програма	**** ПВР у 2022 р.
24	ТП-644(1Т); ТП-644(2Т); ТП-35Ш(1Т); ТП-35Ш(2Т); ТП-665(Т); ТП-30(1Т); ТП-30(2Т); ТП-32(1Т); ТП-32(2Т)	6-20 кВ	1776	2	190	1,155%	Пошкодження КЛ-6 кВ ПС «КПО» ком. № 10 – ТП-30 ком. № 1	Реконструкція КЛ-6 кВ ПС «КПО» ком. № 10 – ТП-30 ком. № 1 м. Дніпро, ДнРЕМ	2023	1 800,00	Амортизаційні відрахування	Інвестиційна програма	**** ПВР у 2022 р.
25	ЗТП-177(2Т)	6-20 кВ	141	1	1155	1,136%	Протікання масла з-під ізолятора фази В внаслідок термічного пошкодження	Роботу по заміні ізолятора виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
26	ТП-32АВ-4	0,4 кВ	162	1	978	1,105%	Відключення ПЛ 0,4 кВ ТП-32 АВ-4 внаслідок обриву проводу	Роботи з відновлення виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
27	ТП-2АВ-12; АВ-13	0,4 кВ	141	1	975	0,959%	Обрив проводу фази, пошкодження траверси та ізолятора ПЛ 0,4 кВ ТП-2АВ-12; АВ-13	Роботи по підвищування проводу та заміні траверси та ізолятора виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	

№ з/п	Диспетчерська назва обладнання	Рівень напруги, кВ	Кількість споживачів, осіб	Кількість відключень, шт.	Загальний час відключень, хв.	Частка SAIDI по ОСР	Причини відключень	Запропоновані заходи для покращення показника SAIDI					Примітка
								найменування заходу	рік/роки виконання	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)	джерело фінансування**	найменування відповідної виробничої (цільової) програми* **	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
28	Л-ТП82-ТП52	6-20 кВ	572	1	225	0,898%	Пошкодження ПЛ-6 кВ Л-ТП-82 -ТП-52 внаслідок падіння дерева в прогонах оп. № 9-10.	Роботи з відновлення виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
29	ТП-30АВ-2	0,4 кВ	126	1	1007	0,885%	Відключення ПЛ 0,4 кВ ТП-30АВ-2 внаслідок обриву проводу та пошкодження опори	Роботи з відновлення виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
30	АТП-1(1Т); АТП-3(Т); АТП-1(2Т); АТП-2(1Т); АТП-2(2Т); АТП-6(1Т); АТП-6(2Т); АТП-3(Т); КТП-1080(Т)	6-20 кВ	935	2	338	0,747%	Пошкодження КЛ-6 кВ АТП-3 ком. № 2 – АТП-4 ком. № 7	Роботи по відновленню КЛ виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
31	ТП-104(Т); ТП-106(Т); ТП-102(2Т); ТП-103(Т)	6-20 кВ	996	3	312	0,708%	Пошкодження КЛ-6 кВ ТП-102 ком. № 6 – ТП-103 ком. № 1	Роботи по відновленню КЛ виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
32	ТП-26	6-20 кВ	136	1	651	0,618%	Відключення ПЛ-6 кВ Л-«О» – ТП-26 від МТЗ	Роботи по відновленню виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
33	ТП-128(1Т)	6-20 кВ	348	1	220	0,534%	Перегорання шини ф "А" між РБ-1Т та 1 сек. 0,4 кВ ТП-128	Роботи по відновленню виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
34	ТП-12АВ-1; АВ-7	0,4 кВ	111	1	633	0,490%	Обрив проводів ПЛ 0,4 кВ ТП-12АВ-1; АВ-7 внаслідок падіння гілки	Роботи по відновленню виконано	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	

№ з/п	Диспетчерська назва обладнання	Рівень напруги, кВ	Кількість споживачів, осіб	Кількість відключень, шт.	Загальний час відключень, хв.	Частка SAIDI по ОСР	Причини відключень	Запропоновані заходи для покращення показника SAIDI					Примітка
								найменування заходу	рік/роки виконання	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)	джерело фінансування**	найменування відповідної виробничої (цільової) програми* **	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
								господарчим способом					
35	ТП-76РБ-3	0,4 кВ	69	1	1018	0,490%	Відгорів шлейф ПЛ-0,4 кВ ТП-76 РБ-3	Роботи по відновленню виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
36	ТП-82РБ-5	0,4 кВ	69	1	1010	0,486%	Обрив проводу ПЛ-0,4 кВ ТП-82 РБ-5 в прогонах опор № 11-12	Роботи по відновленню виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
37	КТП-795АВ-1	0,4 кВ	47	1	1285	0,421%	Обрив проводу ПЛ-0,4 кВ КТП-795 АВ-1 між опорами № 6-7	Роботи по відновленню виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
38	ЦРП-1_1СШ_Ф-3	6-20 кВ	474	1	125	0,413%	Пошкодження КЛ-6 кВ ТП-109 ком. № 2 – ТП-102 ком. № 3	"Реконструкція КЛ-6кВ ТП-109 ком.2-ТП-102 ком.3, м. Дніпро"	2023	360,00	Амортизаційні відрахування	Інвестиційна програма	****
39	ТП-303(Т); КТП-335(Т); ТП-307(Т); ТП-318(Т); ТП-312(Т); КТП-311(Т)	6-20 кВ	161	1	2026	0,403%	Пошкодження 2КЛ-6 кВ ГРУ ТЕЦ ПМЗ Ф-27 – ЦРП-3 ком. № 8	Роботи по відновленню КЛ виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
40	ТП-219(Т)	6-20 кВ	43	1	1204	0,361%	Пошкодження силового трансформатора ТП-219	Роботи по відновленню виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
41	ЦРП-4_Ф-17	6-20 кВ	638	1	81	0,361%	Пошкодження КЛ-10 кВ РП «Вузлова» ком. № 9 – ЦРП-4 ком. № 17	Реконструкція КЛ 10 кВ РП «Вузлова» ком. № 9 – ЦРП-4 ком. № 17 та КЛ 10	2024	702,00	Амортизаційні відрахування	Інвестиційна програма	**** ПВР у 2023 р.

№ з/п	Диспетчерська назва обладнання	Рівень напруги, кВ	Кількість споживачів, осіб	Кількість відключень, шт.	Загальний час відключень, хв.	Частка SAIDI по ОСР	Причини відключень	Запропоновані заходи для покращення показника SAIDI					Примітка
								найменування заходу	рік/роки виконання	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)	джерело фінансування**	найменування відповідної виробничої (цільової) програми**	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
								кВ РП «Вузлова» ком. № 12 – ЦРП-4 ком. № 1, м. Дніпро"					
42	ТП-5AB-5	0,4 кВ	55	1	896	0,344%	Замикання проводів ПЛІ 0,4 кВ ТП-5 АВ-5 між опорами № 3-4	Роботи по відновленню виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
43	ТП-148AB-1	0,4 кВ	52	1	940	0,341%	Обрив проводів ПЛІ 0,4 кВ ТП-148AB-1 внаслідок падіння дерева.	Роботи по відновленню виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
44	АТП-4(1Т); АТП-4(2Т); АТП-5(Т)	6-20 кВ	156	1	1415	0,318%	Пошкодження КЛ-6кВ АТП-2 ВН-1- ПС ДСМ Ф-8	Роботи по відновленню КЛ виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
45	ТП-21(2Т)	6-20 кВ	36	1	1057	0,265%	Перегорання ошиновки та пошкодження трансформаторів струму і приладів обліку 2 сек. 0,4 кВ ТП-21	Роботи по відновленню виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
46	КТП-111(2Т); ЗТП-172(1Т); ЗТП-177(1Т); ЗТП-159(1Т); ЗТП-160(1Т); ЗТП-160(2Т); ЗТП-157(1Т); КТПН-158(1Т); ЗТП-154(1Т)	6-20 кВ	169	2	386	0,228%	Відключення КЛ 10 кВ ПС "Гвардійська" 35/10 кВ ком. № 100 - ЗТП-182 ком. № 6 внаслідок КЗ	Роботи з відновлення КЛ виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	

№ з/п	Диспетчерська назва обладнання	Рівень напруги, кВ	Кількість споживачів, осіб	Кількість відключень, шт.	Загальний час відключень, хв.	Частка SAIDI по ОСР	Причини відключень	Запропоновані заходи для покращення показника SAIDI					Примітка
								найменування заходу	рік/роки виконання	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)	джерело фінансування**	найменування відповідної виробничої (цільової) програми* **	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
47	ТП-36АВ-1	0,4 кВ	45	1	617	0,194%	Обрив проводу ПЛ 0,4 кВ ТП-36 АВ-1 внаслідок падіння гілки оп. № 2-3.	Роботи по відновленню виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
48	ТП-5РБ-5	0,4 кВ	30	1	697	0,146%	Пошкодження рубильника РБ-5 фази АВС, перегорання запобіжників ПН-250 фази А та В	Роботи по відновленню виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
49	Л-О-ТП23	6-20 кВ	325	1	63	0,143%	Відключення МВ Л-23 на ПС "Вільховська" від МТЗ	Роботи по відновленню виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
50	ТП-183АВ-7	0,4 кВ	28	1	710	0,139%	Замикання проводів ПЛ-0,4 кВ ТП-183 АВ-7 між опорами № 9-10	Роботи по відновленню виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
51	ТП-15РБ-10	0,4 кВ	46	1	417	0,134%	Обрив проводів ПЛ 0,4 кВ ПЛ-0,4 кВ ТП-15 РБ-10 внаслідок падіння дерева.	Роботи по відновленню виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
52	ЦРП-5_ф-8	6-20 кВ	13	2	2707	0,124%	Пошкодження 2КЛ-10 кВ ПС «ПЛМ» ком. № 44 – ЦРП-5 ком. № 8	Реконструкція КЛ 10 кВ ПС «ПЛМ» ком. № 24 – ЦРП-5 ком. № 7, м. Дніпро; Реконструкція КЛ 10 кВ ПС «ПЛМ» ком. № 44 – ЦРП-5 ком. № 8"	2024	1950,00	Амортизаційні відрахування	Інвестиційна програма	**** ПВР у 2023 р.

№ з/п	Диспетчерська назва обладнання	Рівень напруги, кВ	Кількість споживачів, осіб	Кількість відключень, шт.	Загальний час відключень, хв.	Частка SAIDI по ОСР	Причини відключень	Запропоновані заходи для покращення показника SAIDI					Примітка
								найменування заходу	рік/роки виконання	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)	джерело фінансування**	найменування відповідної виробничої (цільової) програми**	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
53	ТП-57AB-2	0,4 кВ	44	1	401	0,123%	Зірвано ізолятор проводу ПЛ-0,4 кВ ТП-57 АВ-2 на траверсі опори № 2 в зв'язку з падінням дерева	Роботи по відновленню виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
54	ЗТП-159(1Т)	6-20 кВ	18	1	658	0,083%	Пошкодження КЛ-10 кВ ЗТП-177 ком. 2 - ЗТП-159 ком. 3 внаслідок КЗ.	Реконструкція КЛ-10 кВ №107 ЗТП-177 ком. №2 - ЗТП-159 ком. №3 смт. Черкаське, вул. Дільниця Гвардійська Павлоградських РЕМ	2024	2250,00	Амортизаційні відрахування	Інвестиційна програма	**** ПВР у 2023 р.
55	Л-643	6-20 кВ	63	1	161	0,071%	ПКЛ-6 кВ Л-643 ПС-50 ком. № 35 – КТП-862 ком. № 1-пошкодження ізолятора на опорі № 7	Роботи по відновленню виконано господарчим способом	2020		Тарифні кошти	Ремонтна програма	
56	ЗТП-157(1Т); КТПН-158(1Т); ЗТП-154(1Т)	6-20 кВ	11	2	892	0,031%	КЛ-10 кВ № 143 ЗТП-153 ком. № 3 – КТП-179-пошкодження внаслідок КЗ.	Реконструкція кабельної лінії 10 кВ Л-143 ЗТП-153 ком. №3 - КТП-179 с. Орлівщина Новомосковського р-ну, Дніпропетровської обл.	2023	2020,50	Амортизаційні відрахування	Інвестиційна програма	****
57	ЗТП-153(1Т); ПЛ-10кВ№60	6-20 кВ	4	2	507	0,014%	Пошкодження КЛ-10 кВ № 144 ЗТП-154 ком. № 1 – ЗТП-153 ком. № 1 внаслідок однофазного КЗ.	Реконструкція кабельної лінії 10 кВ Л-144 ЗТП-154 ком. № 1 - ЗТП-153 ком. № 1, смт. Черкаське, Новомосковського	2023	1050,00	Амортизаційні відрахування	Інвестиційна програма	****

№ з/п	Диспетчерська назва обладнання	Рівень напруги, кВ	Кількість споживачів, осіб	Кількість відключень, шт.	Загальний час відключень, хв.	Частка SAIDI по ОСР	Причини відключень	Запропоновані заходи для покращення показника SAIDI					Примітка
								найменування заходу	рік/роки виконання	обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)	джерело фінансування**	найменування відповідної виробничої (цільової) програми**	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
								району, Дніпропетровської обл.»					
58	ЗТП-172(1Т); ЗТП-177(1Т); ЗТП-160(1Т); ЗТП-157(1Т); ЗТП-154(1Т); ПЛ-10кВ№60	6-20 кВ	22	1	80	0,012%	Відключення ПЛ-10 кВ № 60 Р-143 – КТП-179 від МТЗ	Реконструкція ПЛ-10 кВ Л-60 КТП-151 - КТП-179 с. Орлівщина Новомосковського р-ну, Дніпропетровської обл.	2023	741,60	Амортизаційні відрахування	Інвестиційна програма	****
59	КТП-28(Т)	6-20 кВ	1	1	373	0,003%	При включенні, після планового випробування трансформатора КТП-28, відгорів дріт на опорі № 108 ПЛ-10 кВ відгалуження від Л-102 від ПС «Сельстрой» до КТП-28	Технічне переоснащення (заміна проводу, встановлення реклоузерів) ПКЛ-10 кВ Л-102 від ком. № 4 РУ-10 кВ, с. Партизанське, ДнРЕМ"	2024	8128,80	Амортизаційні відрахування	Інвестиційна програма	**** ПВР у 2023 р.

* Для запланованих перерв без попередження та незапланованих (аварійних) перерв, пов'язаних із технологічними порушеннями в мережах ОСР.

** Необхідно зазначити статтю джерел фінансування: амортизація, дохід від реактиву, дохід від небалансу ТВЕ, обов'язкові реінвестиції, додаткові реінвестиції, плата за приєднання, інше (розшифрувати).

*** Необхідно зазначити відповідну виробничу програму: інвестиційну, ремонтну тощо.

**** Заходи, які плануються до включення в інвестиційну програму відображені в розділ 21 «Перелік та етапи виконання заходів Плану розвитку ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».

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

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами).

Згідно вимог Кодексу системи розподілу щодо вимірювання та моніторингу параметрів якості електричної енергії, ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» зобов'язана здійснювати моніторинг показників якості електроенергії: частоти, напруги, небалансу напруги, напруги гармонік, флікерів, а також фіксації провалів напруги та перенапруг.

Компанія розробляє концепцію розвитку системи вимірювання показників якості електричної енергії, яка ґрунтується на використанні переносних засобів вимірювальної техніки з вимірювання показників якості електричної енергії (далі – ПЯЕЕ).

Метою впровадження систем контролю якості є забезпечення надійного та економічно ефективного функціонування системи розподілу та встановлених рівнів показників якості електропостачання.

Згідно п.6.2.2 Кодексу систем розподілу вимірювання параметрів якості електричної енергії на електроустановках високої (150 кВ) та середньої (6-10-35 кВ) напруги проводиться з використанням характеристики процесу вимірювання класу А відповідно до ДСТУ ІЕС 61000-4-30:2010, а також, відповідно до положень пункту 11.4.6 глави 11.4 розділу XI КСР, параметри якості електроенергії в точках приєднання споживачів в нормальних умовах експлуатації мають відповідати параметрам, визначеним у ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності».

Встановлення стаціонарних пристроїв контролю якості на ПС 35-150 кВ відбувається при реконструкції або технічному переоснащенні об'єкту. Враховуючи вимоги Кодексу систем розподілу щодо часу проведення вимірювань (згідно пунктів 13.2.2, 13.4, необхідності проводити вимірювання ПЯЕЕ в точці розподілу на кожну скаргу протягом не менше 7 календарних днів), необхідно додатково придбати прилади *Metrel MI 2892 EU*, *SATEC PM 175* (трифазні).

Вимірювальні пристрої дадуть змогу оперативно реагувати на звернення (скарги, претензії) споживачів та якісно здійснювати моніторинг показників якості електроенергії.

Графік придбання приладів класу точності А наведена нижче в таблиці 11.1.

Таблиця 11.1

Графік придбання приладів класу точності А

№ з/п	Тип приладу	Вартість одиниці продукції, тис. грн (без ПДВ)	2022		2023		2024		2025		2026	
			Кількість, шт	Вартість, тис. грн (без ПДВ)	Кількість, шт	Вартість, тис. грн (без ПДВ)	Кількість, шт	Вартість, тис. грн (без ПДВ)	Кількість, шт	Вартість, тис. грн (без ПДВ)	Кількість, шт	Вартість, тис. грн (без ПДВ)
1	Прилад для вимірювання показників якості електричної енергії <i>SATEC PM 175</i> (трифазний)	70,298	-	-			1	70,298			1	70,298
2	Реєстратор якості електричної енергії <i>Metrel MI 2892 EU</i>	128,55	1	128,55	1	128,55			1	128,55		
	Всього		1	128,55	1	128,55	1	70,298	1	128,55	1	70,298

Згідно п. 6.3.4. Кодексу систем розподілу вибір точок вимірювання параметрів якості електричної енергії здійснюється на наступних засадах:

1) не рідше одного разу на рік – на шинах середньої напруги кожної підстанції ВН/СН (таблиця 11.2).

Таблиця 11.2

Перелік підстанцій, на яких проводяться виміри щорічно

№	Структурний підрозділ	Назва ПС	Напруга, кВ
1	Жовтоводські РЕМ	ПС-150/35/10 кВ «Силова»	150/35/10
2	Криворізькі РЕМ	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	150/6
3	Павлоградські РЕМ	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	150/10/6
4	Павлоградські РЕМ	ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	150/6/6
5	Служба підстанцій 35 кВ і вище	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	154/35/6
6	Служба підстанцій 35 кВ і вище	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	154/10/6
7	Служба підстанцій 35 кВ і вище	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	150/35/6
8	Служба підстанцій 35 кВ і вище	ПС-154/6/6 «Трубна»	154/6/6

2) не рідше одного разу на 4 роки – на шинах середньої напруги кожної підстанції СН/СН (таблиця 11.3).

Таблиця 11.3

Графік проведення вимірів з прив'язкою до структурних підрозділів

№ з/п	Структурний підрозділ	Назва ПС	Напруга, кВ	2022р.	2023р.	2024р.	2025р.	2026р.
1	Криворізькі РЕМ	ПС-35/6 кВ «ЖКК»	35/6					
2	Павлоградські РЕМ	ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	35/6					
3	Павлоградські РЕМ	ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ	35/6					
4	Павлоградські РЕМ	ПС-35/10 кВ «НМФ»	35/10					
5	Дніпропетровські РЕМ	ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	35/10					
6	Жовтоводські РЕМ	ПС «Макорти» 35/6 кВ	35/6					
7	Жовтоводські РЕМ	ПС «С-35» 35/6 кВ	35/6					
8	Жовтоводські РЕМ	ПС-5 35/6 кВ	35/6					
9	Жовтоводські РЕМ	ПС-29 35/6 кВ	35/6					
10	Жовтоводські РЕМ	ПС «Інгулецька» 35/6 кВ	35/6					
11	Криворізькі РЕМ	ПС № 5 «Жилселище» 35/6 кВ	35/6					
12	Криворізькі РЕМ	ПС № 47 35/6 кВ «Західна»	35/6					
13	Криворізькі РЕМ	ПС № 50 «Березняки» 35/10/6 кВ	35/10/6					
14	Криворізькі РЕМ	ПС-35/10 кВ «Луч»	35/10					
15	Криворізькі РЕМ	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	35/6					
16	Криворізькі РЕМ	ПС-35/6 кВ «Чешка»	35/6					
17	Криворізькі РЕМ	ПС-35/6 кВ №3	35/6					
18	Павлоградські РЕМ	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	35/6					
19	Павлоградські РЕМ	ПС «САЗ» 35/10/6 кВ	35/10					
20	Служба підстанцій	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	35/6					
21	Служба підстанцій	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	35/6					
22	Служба підстанцій	ПС-35/6 кВ №14	35/6					

3) щороку – не менше ніж на 1% точок приєднання споживачів середньої напруги ($426 \cdot 0,01 \approx 5$ приєднань).

4) щороку – не менше ніж на 0,5% підстанцій СН/НН на одній із шин низької напруги ($692 \cdot 0,005 \approx 4$ приєднання).

За рахунок здійснення інших заходів, розроблених Планом Розвитку оператора системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на 2022-2026 роки, що передбачають реконструкцію та технічне переоснащення електричних мереж товариства, а особливо, таких як заміна силових трансформаторів, відокремлювачів та короткозамикачів, масляних вимикачів на елегазові та вакуумні, реконструкція електричних мереж напругою 0,4-10 кВ шляхом заміни неізольованих проводів на СІП, будівництва розвантажувальних підстанцій 10/0,4 кВ та інші, показники якості електричної енергії, яка надається споживачам, будуть відповідати вимогам, що передбачені державним стандартом та Кодексом системи розподілу.

Використання переносних ПЯЕЕ на підстанціях та в розподільних мережах дозволить об'єднати дані з усіх пристроїв вимірювання, концентрувати дані, проводити аналіз/моніторинг і визначати електроустановки з джерелом спотворень електричної енергії, автоматично передавати дані на вищий диспетчерський рівень та відповідним підрозділам для контролю за відповідністю режимів роботи електричної енергії.

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

Виведення з роботи електротехнічного і електровимірювального обладнання електричних мереж, яке вичерпало технічний ресурс експлуатації, має незадовільні показники енергоефективності, не відповідає сучасним вимогам нормативно-технічної документації, нормам екологічної та техногенної безпеки ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на наступні роки 2022-2026 не планується.

13. Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності

На підставі аналізу розрахунків економічних еквівалентів реактивної потужності, розрахованих у відповідності до нормативних документів експертною організацією Київського політехнічного інституту ім. Сікорського, що були проведені у 2020 році та затверджені на подальші два роки, а також враховуючи результати розрахунків експертної організації за попередні періоди, можна зробити висновок щодо стабільної, без різких відхилень від середньозваженої величини складової Д2 економічного еквіваленту реактивної потужності по підстанціях компанії рівня напруги 35 кВ на вище.

Приймаючи до уваги вартість компенсуючих приладів, обсяги розподілу електричної енергії мережами Товариства та величини розрахованих складових Д2, компенсація реактивної потужності на високовольтних трансформаторних підстанціях на період 2022-2026 роки економічно не доцільна.

При розробці проєктів з будівництва, реконструкції, технічного переоснащення обов'язковим пунктом в ТЗ є вимоги про визначення проєктом необхідності встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності.

14. Плани в частині улаштування «інтелектуального» обліку електричної енергії

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку

відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

Враховуючи стратегію розвитку електроенергетики в напрямку автоматизації обліку електроенергії, ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» спрямовує значні технічні та фінансові ресурси на розширення автоматизації обліку, використовуючи багатофункціональні прилади обліку підвищеного ступеня захисту та можливістю інтегрування в автоматизовані системи обліку електроенергії (АСКОЕ). Основними перевагами інтелектуального обліку є:

- дистанційне одержання від кожного вузла обліку даних про відпущену або спожиту електричну енергію;
- контроль декількох параметрів електроенергії для виявлення та реєстрації їх відхилень від договірних значень;
- виявлення фактів несанкціонованого втручання в роботу приладів обліку;
- аналіз технічного стану й відмов приладів обліку;
- розрахунки внутрішнього балансу по об'єктам з метою виявлення технічних і комерційних втрат та впровадження заходів щодо ефективного енергозбереження;
- можливість дистанційного обмеження споживача за несплачену електричну енергію без використання комутаційного устаткування споживача.

Багатофункціональність лічильників електричної енергії передбачає також можливість подальшого застосування багатотарифного обліку електроенергії. Система щоденно «опитує» лічильники і на підставі фактичних показників проводиться точний розрахунок за розподілену електроенергію. Автоматизовані системи обліку дозволяють контролювати баланс електричної енергії по будинку, лінії, здійснювати контроль величини дозволеної потужності.

Заходи з розвитку інтелектуальних мереж (мережі «Smart Grids»)

Заходи по зменшенню втрат передбачають впровадження нових технічних рішень в систему передачі та розподілу електроенергії. Найбільш ефективні з них входять до концепції Smart Grid, або «Інтелектуальні мережі» - це електрична мережа, що на основі сучасних інноваційних технологій обладнання ефективно координує та управляє дією всіх підключених до неї об'єктів – від різних систем генерації, передачі та розподілу електроенергії до її споживачів з метою створення економічно рентабельної та стабільної енергосистеми з низькими втратами і високим рівнем надійності та якості енергопостачання, що задовольняють вимогам енергоефективного та економічного функціонування енергосистеми шляхом скоординованого управління за допомогою сучасних двосторонніх комунікацій між елементами електричних мереж, електричних станцій та споживачів електроенергії.

Впровадження інтелектуальних мереж Smart Grid дозволяє:

- підвищити ефективність, надійність електропостачання та безвідмовності роботи системи;
- підвищити енергетичну ефективність;
- поліпшити автоматизацію розподільних мереж;
- поліпшити якість обслуговування низьковольтних мереж, управління та моніторинг стану електротехнічного обладнання;
- виявляти перебої в енергопостачанні;
- автоматизувати систему розподілу;
- зберігати навколишнє середовище.

Одна із складових Smart Grid - сучасні автоматизовані системи обліку електроенергії. Технологія Smart Grid працює через систему спеціальних «розумних» лічильників, встановлених в точках споживання. Вони інформують про рівень споживання енергії, що дозволяє коригувати використання електрообладнання в часі і розподіляти електрику в залежності від потреб.

«Інтелектуальні мережі», оснащені промисловими контролерами і тому, крім свого основного призначення, можуть забезпечувати також передачу даних і доступ в Інтернет, використовувати джерела відновлюваної енергії і скорочувати споживання останньої.

Споживачі в такій мережі можуть отримувати докладну інформацію про те, на які цілі і скільки електроенергії вони витрачають.

У відповідності до вимог п.2.1.2 розділу II. Організація процесу комерційного обліку Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №311 «Метою організації комерційного обліку електричної енергії на ринку електричної енергії є надання учасникам ринку повної та достовірної інформації про обсяги виробленої, відпущеної, переданої, розподіленої, імпортованої та експортованої, а також спожитої електричної енергії у визначений проміжок часу з метою її подальшого використання для здійснення розрахунків між учасниками ринку».

Критерії вибору встановлення лічильників електроенергії типу Smart:

1. Велика кількість побутових споживачів з приладами обліку, розташованими в важкодоступних місцях: квартирах, закритих тамбурах.
2. Зниження небалансів по проблемним втратним приєднанням та недопущення комерційної складової втрат електричної енергії.
3. Оперативне реагування на вимоги постачальника електричної енергії щодо припинення постачання електричної енергії при наявності дебіторської заборгованості.
4. Скорочення витрат на проведення робіт по контрольному зняттю показів приладів обліку.

За 2022-2026 роки планується встановити 28097 лічильників електричної енергії Smart та орієнтовно 165 шаф PLC для встановлення зв'язку з сервером Підприємства (таблиця 14.1).

Таблиця 14.1

Плани щодо встановлення лічильників електричної енергії по підроздіам компанії

Рік	РЕМ	Кількість ТП, шт.		Однофазні лічильники електричної енергії з функцією передачі даних по PLC для побутових споживачів, шт.		Трифазні лічильники електричної енергії з функцією даних по PLC для юридичних споживачів, шт.		Шафи PLC, шт.		Колодка випробувальна НІК КП-25, шт.	
		всього	в тому числі	всього	в тому числі	всього	в тому числі	всього	в тому числі	всього	в тому числі
2022	Дніпропетровські РЕМ	29	12	5774	2634	164	84	29	12	50	22
	Павлоградські РЕМ		3		630		12		3		6
	Жовтоводські РЕМ		12		2200		58		12		18
	Вільногірські РЕМ		2		310		10		2		4
2023	Дніпропетровські РЕМ	36	12	5713	1860	125	50	36	12	105	42
	Павлоградські РЕМ		10		1240		30		10		25
	Жовтоводські РЕМ		10		1838		41		10		34
	Гвардійська дільниця Павлоградських РЕМ		4		775		4		4		3
2024	Дніпропетровські РЕМ	36	12	5700	1980	226	85	36	13	105	50
	Павлоградські РЕМ		8		1100		24		8		20
	Жовтоводські РЕМ		12		2370		62		13		31
	Гвардійська дільниця Павлоградських РЕМ		2		400		5		2		4

Рік	РЕМ	Кількість ТП, шт.		Однофазні лічильники електричної енергії з функцією передачі даних по PLC для побутових споживачів, шт.		Трифазні лічильники електричної енергії з функцією даних по PLC для юридичних споживачів, шт.		Шафи PLC, шт.		Колодка випробувальна НК КП-25, шт.	
		всього	в тому числі	всього	в тому числі	всього	в тому числі	всього	в тому числі	всього	в тому числі
2025	Дніпропетровські РЕМ	32	12	5050	1920	125	50	32	12	100	40
	Павлоградські РЕМ		7				30		7		24
	Жовтоводські РЕМ		10				35		10		28
	Гвардійська дільниця Павлоградських РЕМ		3				10		3		8
2026	Дніпропетровські РЕМ	32	10	5100	1460	120	35	32	10	96	28
	Жовтоводські РЕМ		12				45		12		36
	Павлоградські РЕМ		8				35		8		28
	Криворізькі РЕМ		2				5		2		4

Впровадження лічильників типу Smart здійснюватимуться у відповідності з «Концепцією впровадження АСКОВЕ побутових споживачів» в ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», що в свою чергу дозволить забезпечити:

- збирання та збереження інформації;
- контроль за параметрами електричної енергії;
- контроль за договірною потужністю споживачів;
- перегляд графіків споживання за заданий період.

З метою постійного контролю та своєчасної оплати за використану електроенергію, більш оперативного реагування для відключення/підключення споживачів необхідне створення системи АСКОВЕ побутових споживачів.

Реалізація цього заходу дозволить робити більш точні прогнози зі споживання електроенергії побутових споживачів, приймати комплекс заходів щодо зменшення небалансу та запобігання крадіжкам електроенергії. План впровадження АСКОВЕ (комерційного обліку) по роках наведено в таблиці 14.2

Таблиця 14.2

План впровадження АСКОВЕ (комерційного обліку) по роках, %

№ з/п	Найменування	Станом на 01.01.2022	Станом на 01.01.2023	Станом на 01.01.2024	Станом на 01.01.2025	Станом на 01.01.2026
1	План впровадження АСКОВЕ периметру підприємства, %	94	98	100	-	-
2	План впровадження АСКОВЕ побутових споживачів, %	12,9	17,4	21,9	26,4	30,8

Враховуючи, що основним завданням системи АСКОВЕ побутових споживачів є збір комерційних даних щодо електричної енергії розподіленої мережами ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», на перше місце поставлені вимоги щодо забезпечення точності вимірювання параметрів електроенергії в точках обліку, достовірності передачі параметрів в систему і їх повноти, захищеності інформації від несанкціонованого доступу та її збереження.

Концепція ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» передбачає заміну лічильників електричної енергії з класом точності 2,5 на електронні лічильники з класом точності 1,0, які будуть зняті та

повірені за власні кошти Товариства після їх заміни на лічильники електричної енергії з функцією Smart.

Станом на 01.01.2021 р. на балансі Жовтоводських РЕМ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» (м. Жовті Води) знаходяться лічильники комерційного обліку побутових споживачів класу точності 2,5 в кількості 3895 шт. Плани щодо заміни зазначених лічильників на 2022-2026 роки наведені в таблиці 14.3

Таблиця 14.3

Динаміка зменшення кількості лічильників електричної енергії класу точності 2,5 та лічильників електричної енергії з протермінованою Державною повіркою (ДП) у побутових споживачів

Найменування	01.01.2019	01.01.2020	01.01.2021	01.01.2022	01.01.2023	01.01.2024	01.01.2025	01.01.2026
Всього лічильників електричної енергії у побутових споживачів, шт	104804	104885	105164	105245	105295	105295	105295	105295
Лічильників електричної енергії з класом точності 2,5, шт у побутових споживачів	7883	5889	3895	2183	0	0	0	0
лічильників електричної енергії з класом точності 2,5, шт у побутових споживачів, %	7,5	5,6	3,7	2,1	0	0	0	0
Всього лічильників електричної енергії з простроченою ДП у побутових споживачів, шт	524	162	114	90	0	0	0	0
Всього лічильників електричної енергії з простроченою ДП у побутових споживачів, %	0,5	0,15	0,1	0,09	0	0	0	0
Виконано замін лічильників електричної енергії по ІІІ, шт	1743	2196	3674	5938	6094	5996	5326	5175
Виконано замін лічильників електричної енергії не по ІІІ, шт	0	2166	3274	2749	1315	1000	1000	1000
Всього замінено лічильників, шт	1743	4362	6948	8687	7409	6996	6326	6175

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

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії.

До 01.01.2019 року ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» здійснювало діяльність з передачі електричної енергії місцевими локальними електричними мережами, що розташовані на території Дніпропетровської області. Весь обсяг електричної енергії, що передавався мережами ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» враховувався як корисна віддача споживачам постачальника електричної енергії на території Дніпропетровської області. Тобто сальдоване надходження в мережі (відпуск в мережі) ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» - це весь обсяг електроенергії, що надійшов до мереж. **Відсоток втрат розраховувався як відношення втрат до надходження електроенергії в мережі.**

Згідно з п. 11.2.4. Кодексу систем розподілу, затвердженого Постановою НКРЕКП від 14.03.2018, № 310, договір про надання послуг з розподілу електричної енергії між ОСР та суміжним ОСР передбачає, що оплата послуг з розподілу електричної енергії між ОСР та суміжним ОСР **не здійснюється.** Отже, розподіл електричної енергії здійснюється споживачам, які розташовані на території здійснення ліцензованої діяльності відповідного ліцензіата, та приєднані до мереж, які перебувають у власності ліцензіата, а обсяг сальдованого надходження визначається як обсяг віддачі електроенергії споживачам та обсягу втрат в мережах ліцензіата. Враховуючи це, обсяг сальдованого надходження в мережі (відпуск в мережі) ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» суттєво змінився. Отже змінився і відсоток втрат, тому що він визначається як **відношення втрат до сальдованого надходження.**

Крім того, обсяги передачі електричної енергії мережами ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» враховувалися на межі балансової належності мереж, а обсяги розподілу враховуються по кожному споживачу безпосередньо (квартири багатоквартирних будинків, субспоживачі що приєднані до мереж основних споживачів, та ін.).

Нижче наведено витрати електричної енергії на її передачу за 2016-2020 роки та їх структура (таблиця 15.1), очікувані витрати електричної енергії на її розподіл на 2021-2026 роки (таблиця 15.2).

Таблиця 15.1

Витрати електричної енергії на її передачу за 2016-2020 роки та їх структура

Структура технічних втрат в мережах ОСР	2016 рік		2017 рік		2018 рік		2019 рік		2020 рік	
	млн.кВт·год	%	млн.кВт·год	%	млн.кВт·год	%	млн.кВт·год	%	млн.кВт·год	%
Фактичні (звітні) втрати	42,28	3,03	43,41	2,95	43,93	3,15	71,74	9,06	73,93	9,18
Відпуск в мережу	1396,99		1469,09		1394,19		791,4		805,01	
Технічні розрахункові втрати е/е, в т.ч.:										
- змінні в ЛЕП	41,66	2,98	43,2	2,94	40,8	2,93	58,44	7,38	57,25	7,11
- в трансформаторах, в т.ч.:	23,89	1,71	24,26	1,65	27,55	1,98	22,42	2,83	22,26	2,77
- змінні	3,81	0,27	3,57	0,24	3,4	0,24	3,44	0,43	3,39	0,42
- умовнопостійні	18,72	1,34	18,83	1,28	18,85	1,35	18,98	2,4	18,88	2,34
- інші умовно-постійні втрати е/е	1,36	0,1	1,86	0,13	5,3	0,38	7,73	0,98	6,82	0,85

Структура технічних втрат в мережах ОСР	2016 рік		2017 рік		2018 рік		2019 рік		2020 рік	
	млн.кВт·год	%	млн.кВт·год	%	млн.кВт·год	%	млн.кВт·год	%	млн.кВт·год	%
Всього технічні розрахункові втрати е/е	65,55		67,46		68,35		88,59		86,33	
Витрати е/е на ВП ОСР	1,76		1,93		2,03		1,28		1,65	
Всього ТВЕ	67,31	4,82	69,38	4,72	70,38	5,05	90,56	11,40	87,98	10,93

Таблиця 15.2
Очікувані витрати електричної енергії на її розподіл на 2021-2026 роки

Показники	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Фактичні (звітні) втрати (%)	8,95	8,71	8,49	8,25	8,02	7,79
Нормативні (%)	10,62	10,30	10,01	9,88	9,75	9,62
Понаднормативні (%)	-1,74	-1,67	-1,61	-1,48	-1,35	-1,22

Загальна величина зменшення обсягу фактичних втрат за період з 2021 по 2026 роки становить 10,55 млн. кВт·год. порівняно з 2020 роком.

В таблиці 15.3 показано прогноз проведення організаційно-технічних заходів на 2022-2026 рр.

Таблиця 15.3.
Зниження втрат електроенергії на п'ятирічний період, тис.кВт·год

Типовий перелік	Одиниці виміру	Всього за 5 років	Зниження втрат електроенергії в рік, тис.кВт.год				
ОТЗ			2022	2023	2024	2025	2026
1. Організаційні заходи							
1.1. Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ	шт	259	31,95	24,19	26,12	38,79	39,56
1.2. Зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанцій.	шт	82		131,4	65,7	17,52	35,04
Ітого по організаційним заходам			31,95	155,59	91,82	56,31	74,6
2. Технічні заходи							
2.1. Заміна проводів на перевантажених лініях							
ПЛ-150 кВ	км						
ПЛ-35 кВ	км	24,4/29,2			1,51		0,75
ПЛ-6-10 кВ	км	36,38	16,4	18,97	13,75	24,77	
ПЛ-0,38 кВ	км	40,06	27,00	32,4		3,25	21,86
2.2. Заміна відгалужень від ПЛ 0,38 кВ до будинків	шт	50	0,3				
2.3. Заміна перевантажених силових трансформаторів	шт	4	9,198			3,2	251,412
2.4. Заміна недовантажених силових трансформаторів.	шт	2			4,3		
2.5. Заміна силових трансформаторів, що перевищили термін експлуатації	шт	17	98,00	98,00	42,00		
Ітого по технічним заходам			150,898	149,37	61,56	31,22	274,022
Всього			182,848	304,96	153,38	87,53	348,622

Заходи, направлені на зниження втрат електроенергії в мережах ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»:

1. Удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
2. Підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами).

Таблиця 15.4

Очікуваний недовідпуск електричної енергії, тис.кВт·год.

Показники	2022	2023	2024	2025	2026
Технологічні порушення - всього	139	131	125	119	113
у тому числі з вини персоналу	-	-	-	-	-
Аварійний недовідпуск	119,2	101,5	92,3	78,1	68,2
Відмови I категорії	-	-	-	-	-
у тому числі з вини персоналу	-	-	-	-	-
Відмови II категорії	-	-	-	-	-
у тому числі з вини персоналу	-	-	-	-	-
Кількість відключень на 100 км	16,64	14,63	12,62	11,61	10,3

Зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії.

У Плані розвитку заплановані заходи із зниження нетехнічних витрат електричної енергії, спрямовані на забезпечення точності обліку електроенергії, унеможливлення її крадіжок:

- проводяться роботи із заміни відгалужень від опори лінії електропередач до вводу в будинок на ізолюваний самонесучий провід з винесенням на фасади будинків в захисні шафи електронних лічильників електричної енергії, перевірка відповідності паспортним даним автоматичних вимикачів, удосконалення зв'язку з лічильниками периметру Товариства (улаштування однофазних (без вартості лічильників) вводів в будинки з застосуванням СП та встановленням ФШО) згідно вимог пунктів 4.2.3, 5.1.1, 5.2.1., 5.3.1. Постанови НКРЕКП від 14.03.2018 № 310 (зі змінами згідно Постанов НКРЕКП від 03.12.2019 № 2595, від 24.06.2020 № 1209, від 28.04.2021 № 717);
- заміна лічильників електроенергії і вимірювальних трансформаторів на прилади обліку з підвищеними класами точності (лічильник трифазний двонаправлений з інтерфейсом RS485, трансформатори струму 6(10) кВ, трансформатори напруги 6(10) кВ) згідно вимог п. 5.13.1 Постанови НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 (зі змінами від 20.03.2020 № 716);
- облаштування системи АСТОЕ (автоматичної системи технічного обліку електричної енергії) для балансування енерговузлів ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з метою локалізації пошуку джерел втрат електричної енергії згідно вимог п. 5.1.10 Постанови НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 (зі змінами від 20.03.2020 № 716);
- удосконалення розрахункового і технічного обліку електроенергії, заміна застарілих вимірювальних приладів, а також приладів обліку, трансформаторів струму, трансформаторів напруги з технічними параметрами, що не відповідають законодавчим та нормативно - технічним вимогам згідно вимог п. 2.3.1, 2.7.4, 2.7.8, 5.5.6, Постанови НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 (зі змінами від 20.03.2020 № 716);
- установка приладів обліку на фасадах приватних володінь згідно вимог пунктів 4.2.3, 5.1.1, 5.2.1., 5.3.1 Постанови НКРЕКП від 14.03.2018 № 310 (зі змінами згідно Постанов

НКРЕКП від 03.12.2019 № 2595, від 24.06.2020 № 1209, від 28.04.2021 № 717) та згідно вимог 5.1.1. пп.3 Постанови НКРЕКП від 14.03.2018 № 312 (зі змінами від 21.12.2018 № 2002, від 18.07.2019 №1525, від 26.06.2020 № 1219, від 17.03.2021 № 475, від 19.05.2021 № 805);

- заміна проводів АС на СП, заміна вводитів в будівлі, виконаних неізолюваним проводом згідно вимог пунктів 5.1.1, 5.2.1., 5.3.1. Постанови НКРЕКП від 14.03.2018 № 310 (зі змінами згідно Постанов НКРЕКП від 03.12.2019 № 2595, від 24.06.2020 № 1209, від 28.04.2021 № 717) та згідно вимог 5.1.1. пп.3 Постанови НКРЕКП від 14.03.2018 № 312 (зі змінами від 21.12.2018 № 2002, від 18.07.2019 №1525, від 26.06.2020 № 1219, від 17.03.2021 № 475, від 19.05.2021 № 805);

- впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії АСКОЕ для побутових споживачів, а саме придбання: лічильника однофазного з функцією PLC (Смарт), лічильника трифазного з функцією PLC (Смарт), шафи АСКОЕ "Побут-PLC" в комплекті з контролерами, колодки випробувальної згідно вимог ст. 74 Закону «Про ринок електричної енергії»;

- модернізація лабораторії для перевірки трансформаторів струму та напруги згідно вимог п. 2.3.1, 2.7.4, 2.7.8, 5.5.6, Постанови НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 (зі змінами від 20.03.2020 № 716);

- забезпечення обладнанням та матеріалами рейдових бригад по виявленню несанкціонованого відбору електроенергії, придбання штанг токовимірювальних для контролю сили струму на повітряних лініях електропередач 0,38 кВ та придбання нагрудних відеореєстраторів для проведення відеофіксації при складанні Актів про порушення та Актів про недопуск згідно вимог п. 1.1.2, 5.1.1. пп.3 та пп.12, 8.2.5, Постанови НКРЕКП від 14.03.2018 № 312 (зі змінами від 21.12.2018 № 2002, від 18.07.2019 №1525, від 26.06.2020 № 1219, від 17.03.2021 № 475, від 19.05.2021 № 805);

- облаштування лабораторії для пошуку порушень, що скоюються за допомогою вплива частотних генераторів, та подібними впливам, а саме придбання: портативного аналізатора спектру FPN, ручної направленої антени HE400, скануючого приймача AOR AR8200 Mk3 згідно вимог п. 1.1.2, 5.1.1.пп.3 та пп.12, 8.2.5. Постанови НКРЕКП від 14.03.2018 № 312 (зі змінами від 21.12.2018 № 2002, від 18.07.2019 №1525, від 26.06.2020 № 1219, від 17.03.2021 № 475, від 19.05.2021 № 805);

- модернізація периметру Товариства, а саме: лічильник багатотарифний (2 інтерфейси RS485) та шафа АСКОЕ периметру згідно вимог п. 5.13.1 Постанови НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 (зі змінами від 20.03.2020 № 716).

Портативний аналізатор спектру Rohde & Schwarz FPN призначений для спектрального аналізу та ВЧ-діагностики та може успішно використовуватись у роботі оператора системи розподілу в польових умовах під час пошуку несанкціонованого відбору електричної енергії з використанням частотних генераторів.

Однією з важливих переваг аналізатора Rohde & Schwarz FPN перед аналогами (наприклад аналізатори Tektronix нижчої цінової категорії) є можливість проведення калібрування та перевірки приладу в закладах стандартизації та метрології, що обумовлено вимогами закону України Про метрологію та метрологічну діяльність – так як даний прилад буде задіяний для пошуку крадіжок електричної енергії, і як наслідок - складання Актів про порушення ПРРЕЕ.

Зазначений аналізатор спектру Rohde & Schwarz FPN – портативний, компактний з зручним інтерфейсом, що є необхідною вимогою для здійснення визначення осередків крадіжок електричної енергії під час перевірок та рейдів, у польових умовах. На відміну від нього аналізатори Tektronix нижчої цінової категорії конфігурацій MDO3012 є осцилографами з вбудованими функціями з аналізу спектру і призначені для стаціонарної роботи в лабораторних умовах. Або ж інші портативні аналізатори, як наприклад аналізатор типу Tektronix RSA306B, вимагають додаткового обладнання, такого як ноутбук з певним програмним забезпеченням, в той час коли аналізатор спектру Rohde & Schwarz FPN є повністю

автономним і не потребує додаткових програмних чи інструментальних засобів для проведення аналізу.

Крім того аналізатор спектру Rohde & Schwarz FPN має функцію прив'язки до локалізації об'єкту на мапах, які в свою чергу відображаються на екрані, що в свою чергу дозволяє визначати географічне положення радіочастотного сигналу, тобто виявляти адресу з якої здійснюється вплив на прилади обліку електричної енергії. Швидкість розгортки, яка характеризує відгук пристрою на сигнал та його зображення на екрані, висока і її діапазон полягає від 2 мс, вона суттєво вища за таку ж характеристику аналізаторів інших виробників, діапазон в яких стартує в середньому з 7 мс.

Для сталої роботи аналізатору спектру в польових умовах пошуку встановлених генераторів на енергооб'єктах споживачів, необхідна ручна направлена антена для пошуку та локалізації радіосигналів, для їх географічного визначення. Антена Rohde & Schwarz HE400 призначена для роботи з аналізатором спектру Rohde & Schwarz FPN, складається з антенної рукоятки, антенного кабелю і змінні модулі, за допомогою яких може перекривати широкий діапазон робочих частот від 8,3 кГц до 8 ГГц, і за допомогою зміни модулів може бути в подальшому налаштована для виконання інших функціональних задач (лише зміною одного модуля, а не всього пристрою в цілому).

Модулі антени широкополосні, тому аналізатор спектру у комплекті з зазначеною антеною може охоплювати великі радіуси пошуку сигналів. До того ж не потрібно мати декілька модулів для фіксації різноманітних частот, як у випадку з іншими антонами антен та аналізаторів. Оператор антени Rohde & Schwarz HE400 не витрачає додатковий час на підбір та заміну модуля антени під час роботи.

До того ж тип зазначений антенного модуля та його орієнтація по поляризації визначається не оператором, а безпосередньо антенною рукояткою, що призводить до більш точного пеленгу сигналу випромінювача, отже більш ефективної роботи з пошуку втрат електричної енергії.

Антена автоматично розпізнає підключений до рукоятки модуль та його поляризацію, тобто не потребує додаткових програмних продуктів чи стиковочних інтерфейсів, обладнана кнопкою команд, що може програмуватися для виконання таких програм як знімок екрану, зберігання поточного пеленгу та інше. Антена має вбудований електронний компас та приймач сигналів GPS/ГЛОНАСС.

В даній моделі передбачена функція тона приймача, яка має можливість детектувати частотні джерела в тих середовищах, в яких сигнал відбивається від поверхонь (металеві шафи, приміщення), що є надактуально у пошуку крадіжок в приміщеннях споживача.

Щорічно 15% коштів від обсягу інвестиційної програми направляється на заходи зі зниження нетехнічних витрат електричної енергії.

В плані розвитку 2022-2026 передбачено заміну введів в житлові будинки та встановлення лічильників на фасад (першочергово там, де виявлено несанкційний відбір електроенергії та фактичне навантаження не відповідає споживанню та дозволений потужності), заміну засобів обліку застарілих типів, закупівля обладнання АСКОЕ, перевірку технічних засобів контролю величини дозволеної потужності, проведення контролю сили струму на повітряних лініях електропередач 0,38 кВ для виявлення осередків втрат (табл.15.5).

Таблиця 15.5

Заходи зі зниження нетехнічних витрат електричної енергії, тис. грн. без ПДВ

Найменування заходів	Кількість 2022, шт	2022 р. тис.грн. безПДВ	Кількість 2023, шт	2023 р. тис.грн. безПДВ	Кількість 2024, шт	2024 р. тис. грн. без ПДВ	Кількість 2025, шт	2025 р. тис. грн. без ПДВ	Кількість 2026, шт	2026 р. тис. грн. без ПДВ
Улаштування однофазних (без вартості лічильників) вводів в будинки з застосуванням СІП та встановленням ФШО.	513	586,87	285	358,644	274	379,282	274	417,210	224	375,184
Лічильник однофазний з функцією PLC (Смарт)	5774	8776,48	5713	9991,415	5700	10915,596	5050	10781,344	5100	11818,328
Лічильник трифазний з функцією PLC (Смарт)	164	536,28	125	470,063	226	998,582	125	544,00	120	574,56
Шафа АСКОВЕ "Побут-PLC" в комплекті з контролерами	29	663,52	36	947,232	36	1235,402	32	1274,496	32	1471,662
Колодка випробувальна	50	40,00	105	92,4	105	101,64	100	106,50	96	112,42
Лічильник трифазний двонаправлений з інтерфейсом RS485	30	150,00								
Закупівля обладнання під АСТОВЕ		-	30	600	30	660	30	726	30	798,6
Лічильник багатотарифний (2 інтерфейси RS485)	150	1941,00	93	1316,48	113	1748,12	93	1592,93	93	1752,21
Шафа АСКОВЕ периметру	30	420,00	20	308,0	20	338,8	20	372,68	20	409,96
Штанги токовимірювальні	4	16			3	14	2	10	3	15
Пристрій для перевірки автоматичних вимикачів							1	330	1	333
Нагрудний відеореєстратор	8	40								
Зразкові переносні лічильники типу Zera		-	1	375	1	400	1	400	1	600
Портативний аналізатор спектру FPH, або аналог	1	330,0		-		-		-		
Ручна направлена антена HE400, або аналог.	1	320,0								
Скануючий приймач AOR AR8200 Mk3, або аналог.	1	25,0								
Модернізації лабораторії для пошуку порушень, що скоюються за допомогою вплива частотних генераторів, та подібними впливами.		-		-		-	1	500		-

Найменування заходів	Кількість 2022, шт	2022 р. тис.грн. безПДВ	Кількість 2023, шт	2023 р. тис.грн. безПДВ	Кількість 2024, шт	2024 р. тис.грн. без ПДВ	Кількість 2025, шт	2025 р. тис.грн. без ПДВ	Кількість 2026, шт	2026 р. тис.грн. без ПДВ
Лабораторія з перевірки трансформаторів струму та напруги	1	4200		-		-		-		-
Трансформатори струму 6(10) кВ	46	368	46	405	46	446	46	491	46	540
Трансформатори напруги 6-10 кВ	10	120	10	132	10	145	10	160	10	176
Всього		18533,15		1499 6,23		17 382,42		17706, 16		18976, 92

Розділ обладнання під АСТОЕ складається з шафи для проведення опитування лічильників, яка складається з модему типу IRZ або аналогу, блока живлення та автоматичного вимикача та двох лічильників електричної енергії типу GAMA300 з портом RS485 (орієнтовна вартість комплексу складає 20 тис. грн. без ПДВ). Заплановане встановлення такого обладнання на об'єктах, які мають значні фактичні втрати електричної енергії. Так як впродовж року ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» виконує заходи щодо зниження фактичних втрат електричної енергії в мережах то є доцільним встановлювати обладнання під АСТОЕ на тих об'єктах, які на момент придбання обладнання будуть мати найгірший показник по втратам. За найближчі роки планується встановити такі комплекти на 80 об'єктах в містах: Дніпро, Кривий Ріг, Жовті Води, Павлоград.

Лабораторія з перевірки трансформаторів струму та напруги ЕТПЛ-35. ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» має в своєму розпорядженні лабораторію з перевірки трансформаторів струму та напруги, яка за роки експлуатації з 2008 року має значний знос та потребує заміни на більш нову елементну базу. Лабораторія використовується для контролю за технічними характеристиками трансформаторів струму та напруги в межах 0,38 кВ – 35 кВ (згідно вимог Постанови НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 у розрізі виконання функцій ППКО). Лабораторія має відповідність вимогам для проведення таких робіт та періодично проходить повірки та калібрування в ДП «УКРМЕТРТЕСТСТАНДАРТ» на відповідність вимогам для проведення робіт з перевірки технічних характеристик ЗКО. Лабораторії ЕТПЛ-35 або аналог виробник ТОВ «Харківенргоприлад» містить в собі обладнання для проведення контролю технічних характеристик трансформаторів струму та напруги по рівню напруги 0,38 – 35 кВ включно та включає в себе сертифіковане обладнання для використання на території України та базується на базі автомобіля Renault або аналогу. Завдяки цьому лабораторія є мобільною та роботи з перевірки технічних параметрів можуть проводитись на місці встановлення трансформаторів струму та напруг.

Трансформатори струму та напруги 6-10 кВ плануються для заміни на пістанціях ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», а саме: ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ», ПС-154/35/6 кВ «КПО», ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ», №3, №5, ПС-35/6 кВ «Чешка», ПС-35/6 кВ «Стрічка» в містах Дніпро, Жовті Води, Марганець та Кривий Ріг.

Зразкові переносні лічильники типу МТ320 або аналог, виробництва Zeta використовуються ОСР для виконання вимог п.2.3.1 Постанови НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 в розрізі виконання зобов'язань функцій ППКО. Дані зразкові лічильники будуть використовуватись в РЕМ ОСР.

Одним із важливих напрямків для зниження фактичних витрат електроенергії є боротьба з крадіжками електричної енергії за рахунок удосконалення схем введів у житлові будинки, із застосуванням ізолюваного проводу, тому що багаторічний досвід експлуатації показав, що традиційні повітряні лінії 0,4 кВ із неізолюваними проводами мають ряд недоліків (можливість самовільного дооблікового підключення, підвищена небезпека для населення,

схильність ліній руйнуванню від впливу льодоутворення, відключення ліній внаслідок ушкодження проводів, високі експлуатаційні витрати на їх обслуговування).

З метою зниження фактичних втрат електричної енергії планується улаштування вводів у житлові будинки із застосуванням ізолюваного проводу СІП та впровадження ФШО:

Таблиця 15.6

План установки ФШО на 2022-2026 рр.

Підрозділ	Уно м. В	Вартість 1 ФШО тис. грн	Період установки/вартість									
			2022		2023		2024		2025		2026	
			шт.	Вартість тис.грн	шт.	Вартість , тис.грн	шт.	Вартість тис.грн	шт.	Вартість тис.грн	шт.	Вартість тис.грн
ЖвРЕМ	220	1,144	413	472,472	225	283,140	224	310,07	224	341,077	224	375,184
	380	1,77	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всього по РЕМ			413	472,472	225	283,140	224	310,070	224	341,077	224	375,184
ДнРЕМ	220	1,144	100	114,400	60	75,504	50	69,21	50	76,133	0	0,000
	380	1,77	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всього по РЕМ			100	114,4	60	75,504	50	69,212	50	76,133	0	0,000
Всього			513	586,872	285	358,644	274	379,282	274	417,210	224	375,184

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

Проведено аналіз технічного стану електричних мереж компанії. Для забезпечення надійного безпечного та економічно ефективного функціонування системи розподілу та встановлених рівнів показників якості електропостачання на прогностичний період, забезпечення необхідної та достатньої пропускної спроможності електромереж 20-150 кВ відповідно до наявних та прогностичних потреб споживачів та замовників щодо споживання електричної енергії та її відпуску в мережу на прогностичний період, забезпечення зниження технологічних та комерційних втрат електроенергії в елементах електричної мережі, забезпечення відповідних екологічних стандартів і нормативів складено перелік об'єктів з визначенням термінів виконання обсягів робіт.

Згідно з Планом розвитку пропонується провести технічне переоснащення - на 4 підстанціях 150 кВ та на 9 підстанціях 35 кВ, реконструкцію на 1 підстанції 35 кВ. Устаткування фізично і морально застаріло. Оскільки надійність постачання електроенергії споживачам в основному залежить від силового устаткування підстанцій та пристроїв релейного захисту, пропонується технічне переозброєння підстанцій розпочати із заміни масляних вимикачів (МВ) на вакуумні (ВВ) та елегазові вимикачі (ЕВ) з установкою сучасних мікропроцесорних пристроїв захисту. Заміна масляних вимикачів із установкою сучасних пристроїв захисту надасть можливість більш широко впроваджувати АСДТК, підвищити надійність мереж та зменшити витрати на обслуговування.

На даний час у ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» знаходяться у власності 30 підстанції вищою напругою 150-35 кВ, на яких встановлено 54 силових трансформаторів у т. ч.

- напругою 35 кВ – 40 шт., з них відпрацювали більше 25 років – 24 трансформаторів, що складає – 60%;

- напругою 150 кВ – 14 шт., з них відпрацювали більше 25 років – 13 трансформаторів, що складає – 93%.
- загальна кількість силових трансформаторів 6-10 кВ, які експлуатує підприємство складає 932 шт., з них відпрацювали більше 25 років – 537 трансформаторів, що складає – 58%.

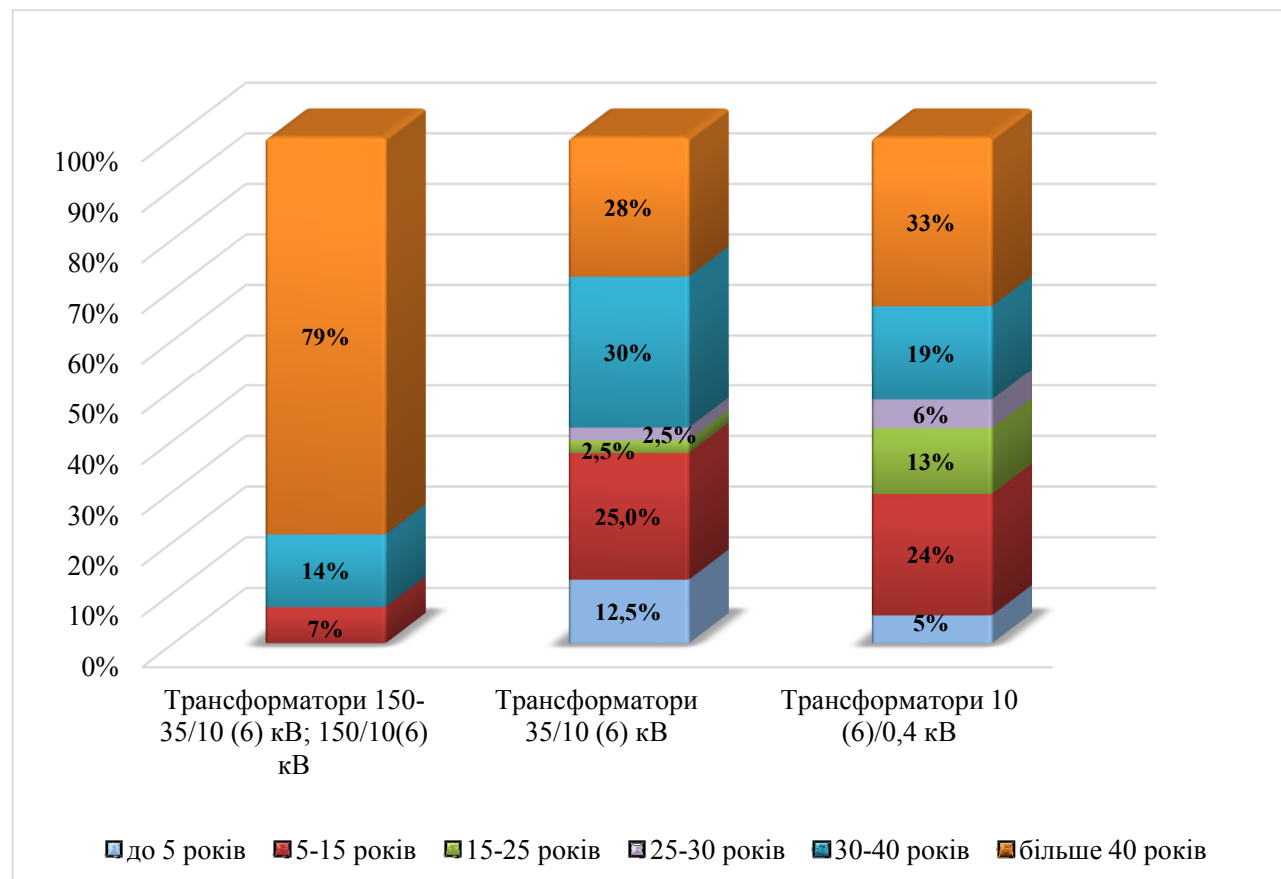


Рис. 16.1. Технічний стан силових трансформаторів

Перелік силових трансформаторів напругою 150 кВ та 35 кВ, які підлягають заміні в Плані розвитку на 2022-2026 рр. по існуючим проектам та тим, які запланові на прогнозний п'ятирічний період, а саме:

Таблиця 16.1

Заміна силових трансформаторів на прогнозний п'ятирічний період

Назва ПС	Дисп. №	Існуючий тр-р (тип - потужність / напруга)	Рік випуску	Виконання робіт	Тр-р передбачений проектом
ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1Т	ТДТНГ-25000/150/35/6	1966	2027	ТДТН-40000/150 У1
ПС-154/35/6 кВ «КПО»	2Т	ТДТНГ-25000/150/35/6	1969	2028	ТДТН-40000/150 У1
ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	1Т	ТРДН-32000/150-70У1, 150/10/6	1978	2026	ТДТН-40000/150 У1
ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	1Т	ТДТН-25000/35/6	1977	2027	ТДТН-40000/150 У
ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	2Т	ТДТН-25000/35/6	1977	2026	ТДТН-40000/150 У
ПС-35/6 кВ «Молзавод»	1Т	ТМ-2500/35/6	1988	2022	ТМН-4000/35 У1
ПС «САЗ» 35/10/6 кВ	1Т	ТМН-2500/35	1984	2028	-*
	2Т	ТМН-2500/35	1976	2028	-*
ПС «Макорти» 35/6 кВ	1Т	ТМ-2500/35	1971	2027	-*

* тип силового трансформатора буде визначено проектом.

До основних дефектів, що спонукають до заміни силового трансформатора, відносять:
– вичерпання терміну експлуатації – 30 років, а деякі трансформатори на

підприємстві експлуатуються понад 50 років;

- погіршення ізоляційних характеристик обмотки трансформатора;
- значення $\tan \delta$ кута діелектричних втрат ізоляції обмотки значно перевищує граничне допустиме значення – 1,5%, а фактично складає від 3 до 10%. Підвищене значення $\tan \delta$ кута діелектричних втрат вказує на старіння ізоляції обмотки, що може призвести до виникнення короткого замикання та виходу з ладу трансформатора;
- погіршення ізоляційних характеристик маслонаповнених вводів 150 кВ силового трансформатора спричиняє виникнення короткого замикання ;
- порушення вузлів герметизації вводів, що призводить до попадання вологи у ввід та у подальшому до пробію ізоляції вводу;
- полімеризація та руйнування паперової ізоляції обмоток, спричиняє виникнення короткого замикання між витками обмоток трансформатора;
- перевантаження силових трансформаторів вище допустимих значень, призводить до перегріву трансформаторного масла вище граничного значення – 95°C та його аварійного відключення;
- не робочий пристрій регулювання напруги під навантаженням (РПН), пристрій регулювання напруги без збудження (ПБВ) або їх відсутність, що не дозволяє забезпечити споживачів електроенергією належної якості;
- підтікання трансформаторного масла по зварним швам основного баку та через резинові ущільнювачі, призводить до попадання вологи у бак та можливого витоку значної кількості трансформаторного масла;
- підвищені втрати холостого ходу трансформатора, що призводить до значних технологічних втрат електроенергії.

В зв'язку з тим, що обсяги фінансування ремонтної та інвестиційної програм обмежені сумами, затвердженими в структурі тарифів на розподіл електроенергії, і є значно меншими ніж необхідні обсяги щорічних капіталовкладень в плані розвитку надано заходи реалізація яких направлені в першу чергу на покращення показників якості електропостачання споживачів (SAIDI, SAIFI), зниження величини втрат електричної енергії, оновлення застарілого обладнання, яке вичерпало свій експлуатаційний ресурс, а також впровадження автоматизованих систем диспетчерського та технологічного керування (АСДТК). Пооб'єктний перелік проєктів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення елементів системи розподілу рівня напруги 20 кВ і вище з зазначенням відповідного обсягу інвестицій і строків виконання наведено нижче.

Таблиця 16.2

**Підстанції напругою 35-150 кВ, які плануються до введення в роботу та проведення технічного переоснащення (реконструкції)
у 2022-2026 роках**

№ з/п	Назва ПС	Характеристика ПС		Вид капітального будівництва (нове, реконструкція, технічне переоснащення)	Наявність проектної документації	Стан проектних робіт		Кошторис- на/оціночна вартість будівництва	Будівельні роботи		
		Напруга	Кількість та потужність тр-рів			початок	закінчення		початок	Нормативний термін будівництва	Орієнтовний термін закінчення будівництва
		кВ	од. х МВА			(рік)	(рік)		(рік)	(рік)	(рік)
1	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	150/10/6	32+40	реконструкція	в наявності	2020	2020	12 494,80	2023	1	2023
				тех.переоснащення	в наявності	2015	2015	33 094,21	2026	1	2026
				тех.переоснащення	відсутня	2022	2022	9 902,36	2023	1	2023
2	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	150/6	2х60	тех.переоснащення	в наявності	2014	2014	12 749,08	2023	1	2023
				тех.переоснащення	відсутня	2022	2022	11 104,80	2023	1	2023
3	ПС-150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	150/35/6	2х25	тех.переоснащення	в наявності	2018	2018	75 130,52	2025	2	2026
4	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	154/35/6	2х25	тех.переоснащення	в наявності	2018	2018	52 808,44	2026	1	2026
			2х25	тех.переоснащення	відсутня	2025	2025	6 667,90	2026	1	2026
5	Реконструкція схеми живлення м. Жовті Води з підвищенням надійності. Реконструкція підстанції 35/6 "С-35" (2 та 3 черга)	35/6	4	реконструкція	в наявності	2021	2021	12 397,71	2023	1	2023
6	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	35/6	2,5	тех.переоснащення	в наявності	2018	2018	4 879,00	2022	1	2022
7	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	35/6	2х6,3	тех.переоснащення	в наявності	2018	2018	11 777,87	2024	1	2024
8	ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	35/6	2х4	тех.переоснащення	в наявності	2018	2018	16 637,11	2025	1	2025
9	ПС «Рахманово» 35/6 кВ	35/6	2х4	тех.переоснащення	в наявності	2018	2018	23 957,23	2024	1	2024
10	ПС «Палмаш» 35/6 кВ	35/6	2х10	тех.переоснащення	в наявності	2018	2018	19 550,59	2026	1	2026
11	ПС «Макорти» 35/6 кВ	35/6	2,5	тех.переоснащення	відсутня	2026	2026	300,00			
12	ПС «САЗ» 35/10 кВ	35/10	2х2,5	тех.переоснащення	відсутня	2026	2026	300,00			
13	ПС-«Інгудельська» 35/6 кВ	35/6	2х2,5	тех.переоснащення	відсутня	2026	2026	300,00			
	Всього:							304 051,62			

Таблиця 16.3

**Лінії електропередач напругою 35-150 кВ, які плануються до введення в роботу та проведення робіт з реконструкції
у 2022-2026 роках**

№ з/п	Назва і тип лінії електропередачі	Характеристика ПЛ				Вид капіталь- ного будів- ництва (нове, реконст- рукція, тех- нічне пере- оснащення)	Наявність проектної документації	Стан проектних робіт		Кошторис- на/ оціночна вартість будівництва, тис.грн.	Будівельні роботи		
		Напруга, кВ	Кількість ланцюгів	Довжина лінії по трасі, км	Марка проводу			початок (рік)	закінчення (рік)		Плановий термін початку бу- дівництва (рік)	Норматив- ний термін будів- ництва (рік)	Орієнтов- ний термін закінчення будівництва (рік)
1	ПЛ-150 кВ Л-0-10-А/Л-0-11-А	150	2	1,80	АС-185	реконструкція	відсутня	2026	2026	600,00			
2	ПЛ-35 кВ Л-МКР-31	35	1	19,60	АС-70	реконструкція	в наявності	2019	2019	21 864,53	2024	1	2024
3	ПЛ-35 кВ Л-ІНГ-31	35	1	17,00	АС-120	реконструкція	відсутня	2025	2025	19 005,76	2026	1	2026
4	ПЛ-35 кВ Л-0-ЮЖ-31/Л-0-ЮЖ-32	35	2	4,80	АС-70	реконструкція	відсутня	2025	2025	7 441,54	2026	1	2026
5	ПЛ-35 кВ Л-САЗ	35	1	2,20	АС-95	реконструкція	відсутня	2026	2026	600,00			
6	Реконструкція схеми живлення м. Жовті Води з підвищенням надійності. Реконструкція підстанції 35/6 "С-35" (1 та 4 черга)	35	2	4,25	ЗхАПвЭгаПу- 45 пер. 1х150 мм2/пер. ек. 35 мм2	нове	в наявності	2021	2021	48 582,22	2022	1	2022
	Всього									98 094,05			

Примітка: Терміни робіт орієнтовні, будуть змінені в залежності від фінансування ІІІ

Таблиця 16.4

Необхідні капіталовкладення по роках для технічного переоснащення (реконструкції) підстанцій напругою 35-150 кВ, тис.грн. без ПДВ

№ з/п	Назва ПС	Вид капітального будівництва (нове, реконструкція, технічне переоснащення)	Наявність проектної документації	2022	2023	2024	2025	2026
1	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	реконструкція	в наявності		12494,8			
		тех.переоснащення	в наявності					33094,21
		тех.переоснащення	відсутня	260,00	9642,36			
2	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	тех.переоснащення	в наявності		12749,08			
		тех.переоснащення	відсутня	230,00	10874,80			
3	ПС-150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	тех.переоснащення	в наявності				45442,12	29688,40
4	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	тех.переоснащення	в наявності					52808,44
		тех.переоснащення	відсутня				180,00	6487,90
5	Реконструкція схеми живлення м. Жовті Води з підвищенням надійності. Реконструкція підстанції 35/6 "С-35" (2 та 3 черга)	реконструкція	в наявності		12397,71			
6	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	тех.переоснащення	в наявності	4879,00				
7	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	тех.переоснащення	в наявності			11777,87		
8	ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	тех.переоснащення	в наявності				16637,11	
9	ПС «Рахманово» 35/6 кВ	тех.переоснащення	в наявності			23957,23		
10	ПС «Палмаш» 35/6 кВ	тех.переоснащення	в наявності					19550,59
11	ПС «Макорти» 35/6 кВ	тех.переоснащення	відсутня					300,00
12	ПС «САЗ» 35/10 кВ	тех.переоснащення	відсутня					300,00
13	ПС-«Інгулецька» 35/6 кВ	тех.переоснащення	відсутня					300,00
	Всього:			5369,00	58158,75	35735,10	62259,23	142529,54

Таблиця 16.5

Необхідні капіталовкладення по роках для будівництва ліній електропередачі та реконструкції ЛЕП напругою 35-150 кВ, тис.грн. без ПДВ

№ п./п.	Назва і тип лінії електропередачі	Вид капітального будівництва (нове, реконструкція, технічне переоснащення)	Наявність проектної документації	2022	2023	2024	2025	2026
1	ПЛ-150 кВ Л-0-10-А/Л-0-11-А	реконструкція	відсутня					600,00
2	ПЛ-35 кВ Л-МКР-31	реконструкція	в наявності			21864,53		
3	ПЛ-35 кВ Л-ІНГ-31	реконструкція	відсутня				667,00	18338,76
4	ПЛ-35 кВ Л-0-ЮЖ-31/Л-0-ЮЖ-32	реконструкція	відсутня				550,00	6891,54
5	ПЛ-35 кВ Л-САЗ	реконструкція	відсутня					600,00
6	Реконструкція схеми живлення м. Жовті Води з підвищенням надійності. Реконструкція підстанції 35/6 "С-35" (1 та 4 черга)	нове	в наявності	48582,22				
	ВСЬОГО			48582,22	0	21864,53	1217,00	26430,30

Для підвищення рівня якості електропостачання і споживачів запланована реконструкція електричних мереж 6-10-0,4 кВ та встановлення розвантажувальних підстанцій в мережах, що розташовані в районах, навантаження в яких виходить за межі норми, та встановлення яких є економічно обґрунтованим.

Нижче надано узагальнений перелік заходів з реконструкції мереж нижче 20 кВ та орієнтовний термін виконання цих робіт впродовж наступних п'яти календарних років.

Таблиця 16.6

Узагальнений перелік заходів з реконструкції мереж нижче 20 кВ та орієнтовний термін виконання цих робіт впродовж наступних п'яти календарних років

№з/п	Назва об'єкта/РЕМ	Місцезнаходження об'єкта	Од. вим., км ліній/ од. ТП	Орієнтовна кошторисна вартість робіт (тис.грн..)	Термін виконання робіт	
1.	Нове будівництво об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ					
1.1.	Дніпроперовські РЕМ, усього					
1.1.1.	Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ	м. Дніпро	5,00	20186,88	2022	2024
1.1.2.	Будівництво КЛ-6 кВ		0,43	795,50	2022	2023
1.2	Жовтоводські РЕМ, усього					
1.2.1	Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ	м. Жовті Води, смт. Дніровське, м. Вільногірськ	12,00	68210,00	2022	2025
1.2.2	Будівництво ПЛ-6 кВ		0,74	2506,01	2022	2022
1.3	Криворізькі РЕМ, усього					
1.3.1	Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ	м. Кривий Ріг, сел. Криворізького район	7,00	42374,19	2022	2025
1.3.2	Будівництво ПЛ-0,4 кВ		0,46	1062,00	2023	2024
1.4	Павлоградські РЕМ, усього					
1.4.1	Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ	м. Павлоград	2,00	6500,30	2022	2023
2.	Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ					
2.1.	Дніпроперовські РЕМ , усього					
2.1.1	Технічне переоснащення ТП, РП-6/0,4 кВ	м. Дніпро	10,00	11637,92	2022	2024
2.1.2	Реконструкція ТП, РП-6/0,4 кВ		2,00	1100,00	2022	2023
2.1.3	Реконструкція КЛ-10 кВ		1,77	3249,25	2023	2024
2.1.4	Реконструкція КЛ-6 кВ		15,76	35397,63	2022	2026
2.1.5	Реконструкція КЛ-0,4 кВ		4,48	9961,35	2022	2025
2.1.6	Технічнічне переоснащення ПЛ-10 кВ		6,77	8478,80	2023	2024
2.1.7	Технічнічне переоснащення ПЛ-6 кВ		6,62	7381,20	2024	2025
2.1.8	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ		14,44	11894,33	2022	2026
2.2.	Жовтоводські РЕМ , усього					
2.2.1	Технічне переоснащення ТП, РП-6/0,4 кВ	м. Жовті Води, смт. Дніровське, м. Вільногірськ	14,00	19631,82	2022	2025
2.2.2	Реконструкція КЛ-6 кВ		7,41	29298,22	2022	2026
2.2.3	Реконструкція КЛ-0,4 кВ		5,23	11623,57	2023	2026
2.2.4	Технічнічне переоснащення ПЛ-10 кВ		8,73	8823,60	2022	2023
2.2.5	Реконструкція ПЛ-6 кВ		12,16	14613,14	2023	2025
2.2.6	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ		14,67	11348,89	2022	2026

№з/п	Назва об'єкта/РЕМ	Місцезнаходження об'єкта	Од. вим., км ліній/ од. ТП	Орієнтовна кошторисна вартість робіт (тис.грн..)	Термін виконання робіт	
2.3.	Криворізькі РЕМ , усього					
2.3.1	Технічне переоснащення ТП, РП-6/0,4 кВ	м. Кривий Ріг, Криворізький район, Інгулецький район, Апостолівський район	5,00	12100,00	2024	2025
2.3.2	Реконструкція КЛ-10 кВ		1,42	2623,43	2023	2024
2.3.3	Реконструкція КЛ-6 кВ		2,50	5004,90	2024	2025
2.3.4	Реконструкція КЛ-0,4 кВ		0,18	385,44	2023	2024
2.3.5	Реконструкція ПЛ-6 кВ		1,49	1786,80	2024	2025
2.3.6	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ		9,17	7342,75	2022	2026
2.4.	Павлоградські РЕМ, усього					
2.4.1	Технічне переоснащення ТП, РП-6/0,4 кВ	м. Павлоград, смт. Гвардійське, смт. Черкаське, с. Хащеве, Новомосковського району	9,00	25350,00	2022	2026
2.4.2	Реконструкція КЛ-10 кВ		9,64	15500,43	2023	2024
2.4.3	Реконструкція КЛ-6 кВ		4,11	7473,30	2022	2026
2.4.4	Реконструкція КЛ-0,4 кВ		0,74	1664,96	2023	2024
2.4.5	Реконструкція ПЛ-10 кВ		0,62	741,60	2023	2023
2.4.6	Реконструкція ПЛ-0,4 кВ		3,01	1683,56	2022	2023

Таблиця 16.7

Обсяги нового будівництва та реконструкції електричних мереж напругою 0,4-10 кВ по роках

Назва об'єкта/РЕМ	Місцезнаходження об'єкта	2022		2023		2024		2025		2026	
		км ліній, од. ТП	Вартість, тис.грн.	км ліній, од. ТП	Вартість, тис.грн.	км ліній, од./МВА	Вартість, тис.грн.	км ліній, од./МВА	Вартість, тис.грн.	км ліній, од./МВА	Вартість, тис.грн.
Будівництво розвантажувального ТП-6/0,4 кВ											
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро	1,00	2 414,28	3,00	11 772,60	1,00	6 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води, м. Вільногірськ	0,00	180,00	2,00	7250,00	5,00	35 170,03	5,00	25609,97	0,00	0,00
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг, села Криворізького район	1,00	5 604,19	0,00	120,00	1,00	6 650,00	5,00	30000,00	0,00	0,00
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград	1,00	3 000,30	1,00	3 500,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Будівництво ПЛ-6 кВ											
Жовтоводські РЕМ	смт. Дніпровське	0,74	2506,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Будівництво ПЛ-0,4 кВ											
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг, села Криворізького району	0,00	0,00	0,00	150,00	0,46	912,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Будівництво КЛ-6 кВ											
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро	0,00	150,50	0,43	645,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Технічне переоснащення ТП, РП 10(6)/0,4 кВ											
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро	2,00	500,00	6,00	4 037,92	2,00	7 100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води, м. Вільногірськ	2,00	500,00	3,00	5 071,82	6,00	8 960,00	3,00	5 100,00	0,00	0,00

Назва об'єкта/РЕМ	Місцезнаходження об'єкта	2022		2023		2024		2025		2026	
		км ліній, од. ТП	Вартість, тис.грн.	км ліній, од. ТП	Вартість, тис.грн.	км ліній, од./МВА	Вартість, тис.грн.	км ліній, од./МВА	Вартість, тис.грн.	км ліній, од./МВА	Вартість, тис.грн.
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1 000,00	4,00	11 100,00	0,00	0,00
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград, смт. Гвардійське	3,00	750,00	0,00	0,00	2,00	1 050,00	2,00	12 300,00	2,00	11 250,00
Реконструкція ТП, РП 10(6)/0,4 кВ											
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро	0,00	100,00	2,00	1000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Технічне переоснащення ПЛ-10 кВ											
Дніпроперовські РЕМ	с. Партизанське, Дніпропетровська обл.	0,00	0,00	0,00	350,00	6,77	8128,80	0,00	0,00	0,00	0,00
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	0,00	350,00	8,73	8473,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Технічне переоснащення ПЛ-6 кВ											
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	759,20	6,62	6622,00	0,00	0,00
Реконструкція ПЛ-10 кВ											
Павлоградські РЕМ	с. Орлівщина, Новомосковський район	0,00	0,00	0,62	741,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Реконструкція ПЛ-6 кВ											
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	0,00	0,00	8,07	9909,64	0,00	613,50	4,09	4090,00	0,00	0,00
Криворізькі РЕМ	Апостолівський район	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	297,80	1,49	1489,00	0,00	0,00
Реконструкція ПЛІ-0,4 кВ											
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро	3,39	2837,78	7,37	5837,07	0,00	90,00	1,79	1556,40	1,89	1573,08
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води, смт. Дніпровське, м. Вільногірськ	6,95	5216,72	1,78	1282,32	0,00	0,00	1,51	1281,80	4,43	3568,05
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг, села Криворізького району	0,85	766,24	3,90	3227,16	0,00	0,00	0,22	187,00	4,20	3162,35
Павлоградські РЕМ	смт. Гвардійське, с. Хашево, смт. Губиниха-1	0,71	710,40	2,30	973,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Реконструкція КЛ-10 кВ											
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро	0,00	0,00	0,00	597,25	1,77	2652,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг	0,00	0,00	0,00	487,43	1,42	2136,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград, смт. Черкаське, смт. Гвардійське, с. Орлівщина Новомосковського р-ну	0,00	0,00	2,05	4109,43	7,59	11391,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Реконструкція КЛ-6 кВ											
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро	0,00	1819,00	7,25	15115,00	2,22	3872,62	3,22	6483,00	3,07	8108,01
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води	2,42	21296,34	0,31	786,38	3,24	4867,50	0,00	288,00	1,44	2060,00
Криворізькі РЕМ	м. Кривий Ріг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	499,40	2,50	4505,50	0,00	0,00
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград	0,00	524,98	2,00	3609,78	0,70	1050,00	0,00	281,00	1,41	2007,54

Назва об'єкта/РЕМ	Місцезнаходження об'єкта	2022		2023		2024		2025		2026	
		км ліній, од. ТП	Вартість, тис.грн.	км ліній, од. ТП	Вартість, тис.грн.	км ліній, од./МВА	Вартість, тис.грн.	км ліній, од./МВА	Вартість, тис.грн.	км ліній, од./МВА	Вартість, тис.грн.
Реконструкція КЛ-0,4 кВ											
Дніпроперовські РЕМ	м. Дніпро	0,70	1403,25	0,22	472,00	0,00	783,70	3,56	7302,40	0,00	0,00
Жовтоводські РЕМ	м. Жовті Води, смт. Дніпровське, м. Вільногірськ	0,00	0,00	0,85	1839,07	0,90	2168,00	1,88	4416,50	1,60	3200,00
Криворізькі РЕМ	м. Зеленодольськ, Апостолівський район	0,00	0,00	0,00	25,44	0,18	360,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Павлоградські РЕМ	м. Павлоград, смт. Черкаське, смт. Гвардійське	0,00	0,00	0,00	140,46	0,74	1524,50	0,00	0,00	0,00	0,00
ВСЬОГО			50629,99		91524,13		108036,05		122612,57		34929,03

Примітка: наведена вартість проєктних та виконання будівельних робіт (при відсутності на даний час ПКД) є оціночними, і ґрунтуються на рекомендаціях СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44:2011 «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередачі напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми». Терміни виконання робіт орієнтовні, будуть змінені в залежності від джерел фінансування ІІ.

Таблиця 16.8

**Мережевий графік будівництва (реконструкції, технічного переоснащення) об'єктів
електричних мереж напругою 35-150 кВ**

№ з/п.	Назва ПС	Вид капітального будівництва (нове, реконструкція, технічне переоснащення)	Наявність проєктної документації	2022	2023	2024	2025	2026
1	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	реконструкція	в наявності					
		тех.переоснащення	в наявності					
		тех.переоснащення (організація ПРВВ, АСДТК)	відсутня					
2	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	тех.переоснащення	в наявності					
		тех.переоснащення (організація ПРВВ, АСДТК)	відсутня					
3	ПС-150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	тех.переоснащення	в наявності					
4	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	тех.переоснащення	в наявності					
		тех.переоснащення (організація ПРВВ, АСДТК)	відсутня					
5	Реконструкція схеми живлення м. Жовті Води з підвищенням надійності. Реконструкція підстанції 35/6 "С-35" (2 та 3 черга)	реконструкція	в наявності					
6	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	тех.переоснащення	в наявності					
7	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	тех.переоснащення	в наявності					
8	ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	тех.переоснащення	в наявності					
9	ПС «Рахманово» 35/6 кВ	тех.переоснащення	в наявності					

№ з/п.	Назва ПС	Вид капітального будівництва (нове, реконструкція, технічне переоснащення)	Наявність проектно-документації	2022	2023	2024	2025	2026
10	ПС «Палмаш» 35/6 кВ	тех.переоснащення	в наявності					
11	Реконструкція схеми живлення м. Жовті Води з підвищенням надійності. Реконструкція підстанції 35/6 "С-35" (1 та 4 черга)	нове	в наявності					
12	ПЛ-35 кВ ЛІ-ІНГ-31	реконструкція	відсутня					
13	ПЛ-35 кВ ЛІ-0-ЮЖ-31/ЛІ-0-ЮЖ-32	реконструкція	відсутня					
14	ПЛ-35кВ ЛІ-МКР-31	реконструкція	в наявності					

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

Виконання заходів з розвитку системи розподілу, що виконуються в рамках виконання Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років та/або інших стратегічних документів України в даному плані розвитку ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на 2022-2026 роки **не передбачено**.

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

Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з урахуванням запланованих заходів з будівництва (реконструкції та технічного переоснащення) наведено в таблиці 18.1.

Таблиця 18.1

Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж системи розподілу

№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка*	Одиниця виміру	Прогнозний технічний стан на початок 01.01.2022р.	Обсяги запланованих робіт на 2022	Прогнозний технічний стан (з урахуванням обсягів запланованих робіт) на кінець				
					2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Повітряні лінії (ПЛ)-220 кВ, усього	км (по трасі)	0	0	0	0	0	0	0
	у доброму стані		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
2	ПЛ-110 (150) кВ, усього	км (по трасі)	10,64	0	10,64	10,64	10,64	10,64	10,64
	у доброму стані		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає реконструкції		10,64	0	10,64	10,64	10,64	10,64	10,64
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
3	ПЛ-35 кВ, усього	км (по трасі)	112,35	3,6	112,35	112,35	112,35	112,35	112,35
	у доброму стані		15,88	0	19,48	29,81	47,63	47,63	69,43
	підлягає реконструкції		82,54	0	82,54	82,54	64,72	64,72	42,92

№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка*	Одиниця виміру	Прогнозний технічний стан на початок 01.01.2022р.	Обсяги запланованих робіт на 2022	Прогнозний технічний стан (з урахуванням обсягів запланованих робіт) на кінець				
					2022	2023	2024	2025	2026
	підлягає капітальному ремонту		13,93	3,6	10,33	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
4	ПЛ-6 (10) кВ, усього	км (по трасі)	134,57	1,21	135,31	135,31	135,31	135,31	135,31
	у доброму стані		62,746	0	64,696	83,616	93,186	106,486	107,186
	підлягає реконструкції		62,01	0,00	62,01	44,59	37,82	25,62	25,62
	підлягає капітальному ремонту		9,814	1,21	8,604	7,104	4,304	3,20	2,50
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
5	ПЛ-0,4 кВ, усього	км (по трасі)	406,37	22,41	411,40	413,70	414,16	414,86	415,66
	у доброму стані		194,52	0	221,96	242,81	248,37	253,79	266,61
	підлягає реконструкції		188,47	11,90	176,57	161,22	161,22	157,7	147,18
	підлягає капітальному ремонту		23,38	10,51	12,87	9,67	4,57	3,37	1,87
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
6	Кабельні лінії (КЛ)-220 кВ, усього	км	0	0	0	0	0	0	0
	у доброму стані		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
7	КЛ-110 (150) кВ, усього	км	0	0	0	0	0	0	0
	у доброму стані		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
8	КЛ-35 кВ, усього	км	0	0	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50
	у доброму стані		0	0	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
9	КЛ-6 (10) кВ, усього	км	471,40	2,74	471,40	471,83	471,83	471,83	471,83
	у доброму стані		186,32	0	189,06	201,21	218,31	224,12	230,16
	підлягає реконструкції		283,93	2,42	281,51	269,9	252,95	247,23	241,31
	підлягає капітальному ремонту		1,15	0,32	0,83	0,72	0,57	0,48	0,36
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
10	КЛ-0,4 кВ, усього	км	312,66	0,85	312,66	312,66	312,66	312,66	312,66
	у доброму стані		153,70	0	154,55	155,87	157,81	163,32	165,02
	підлягає реконструкції		158,16	0,70	157,46	156,39	154,57	149,13	147,53
	підлягає капітальному ремонту		0,8	0,15	0,65	0,40	0,28	0,21	0,11
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0

№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка*	Одиниця виміру	Прогнозний технічний стан на початок 01.01.2022р.	Обсяги запланованих робіт на 2022	Прогнозний технічний стан (з урахуванням обсягів запланованих робіт) на кінець				
					2022	2023	2024	2025	2026
11	Підстанції (ПС) з вищим класом напруги 220 кВ, усього	шт.	0	0	0	0	0	0	0
	у доброму стані		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
12	ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього	шт.	8	0	8	8	8	8	8
	у доброму стані		0	0	0	2	2	2	2
	підлягає реконструкції		8	0	8	6	6	6	6
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
13	ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього	шт.	22	2	22	22	22	22	22
	у доброму стані		0	0	2	2	4	5	6
	підлягає реконструкції		22	2	20	20	18	17	16
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
14	Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 6 (10) кВ, усього	шт.	692	64	695	701	708	718	718
	у доброму стані		339	0	406	406	428	453	458
	підлягає реконструкції		261	7	254	243	232	223	221
	підлягає капітальному ремонту		92	57	35	52	48	42	39
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
15	Силові трансформатори ПС вищою напругою 220 кВ, усього	шт.	0	0	0	0	0	0	0
	у доброму стані		0	0	0	0	0	0	0
	вимагають заміни з метою зниження технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ)		0	0	0	0	0	0	0
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		0	0	0	0	0	0	0
16	Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього	шт.	14	0	14	14	14	14	14
	у доброму стані		1	0	1	1	1	1	3
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		13	0	13	13	13	13	11
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		0	0	0	0	0	0	0

№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка*	Одиниця виміру	Прогнозний технічний стан на початок 01.01.2022р.	Обсяги запланованих робіт на 2022	Прогнозний технічний стан (з урахуванням обсягів запланованих робіт) на кінець				
					2022	2023	2024	2025	2026
17	Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього	шт.	40	1	40	41	41	41	41
	у доброму стані		17	0	18	19	19	19	19
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		23	1	22	22	22	22	22
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		0	0	0	0	0	0	0
18	Силові трансформатори ПС вищою напругою 6 – 10 кВ, усього	шт.	932	7	935	941	948	958	958
	у доброму стані		461	0	471	484	498	508	508
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		471	7	464	457	450	450	450
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту		0	0	0	0	0	0	0

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

19. Перелік об'єктів незавершеного будівництва, реконструкції та технічного переоснащення

Перелік об'єктів незавершеного будівництва, реконструкції та технічного переоснащення системи розподілу станом на початок прогнозного періоду								
№ з/п	Найменування об'єктів	Початок виконання ПВР (рік, місяць)	Початок виконання БМР (рік, місяць)	Затверджена кошторисна вартість, тис. грн (без ПДВ)	Залишок кошторисної вартості на початок прогнозного (2022 рік) періоду, тис. грн (без ПДВ)	Характер робіт (нове будівництво, реконструкція, технічне переоснащення)	Джерело фінансування	Пропозиції щодо подальшого використання (виконати, списати, продати тощо), зазначити роки
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Павлоград, вул. Достоевського, 2/1.	2018	2022	1268,75		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати господарчим способом 2022
2	Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Павлоград, вул. Сташкова, 25.	2018	2023	1011,93		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати господарчим способом 2023
3	Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Павлоград, вул. Сташкова, 27.	2018	2023	952,35		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати господарчим способом 2023
4	Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Дніпро, вул. Д. Нечая, 5.	2018	2023	2807,74		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати господарчим способом 2023
5	Винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходову клітину м. Дніпро, вул. О. Поля, 96.	2018	2023	644,15		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати господарчим способом 2023
6	Реконструкція ПЛ 6кВ Л-5-29 від ком. 14 ПС 35/6кВ №5 до ком. 10 ПС 35/6кВ №29(з відгал)	2015	2023	9909,64		реконструкція	Амортизаційні відрахування	виконати в 2023
7	Реконструкції з заміною МВ-150кВ на елегазові вимикачі 150кВ на ПС 150/10/6кВ "ПЛМ" (коригований)	2020	2023	12494,80		реконструкція	Амортизаційні відрахування	виконати в 2023
8	Технічне переоснащення ПС 150/10/6 кВ "ПЛМ"	2015	2026	33094,21		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2026
9	Реконструкція схеми живлення м. Жовті Води з підвищенням надійності. Реконструкція підстанції 35/6 "С-35"	2021	2022	60979,93		реконструкція	Амортизаційні відрахування	виконати в 2022-2023
10	Техническое переоснащение ПС Наклонноствольная	2014	2023	12749,08		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2023
11	Реконструкция ПС 150кВ "Красногвардейская"	2016		76274,17		реконструкція	Прибуток на виробничі інвестиції	Планується коригування проекту з переведенням на 20 кВ*
12	Реконструкция електричних мереж ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК" з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ м.Вільногірськ	2017	2027	678097,20		реконструкція	Прибуток на виробничі інвестиції	виконати в 2027-2032*
13	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції «ДЦЗ-1»	2018	2025	105648,45		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2025-2027
14	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 154/35/6 кВ "КПО"	2018	2026	237550,00		технічне переоснащення	Прибуток на виробничі інвестиції	виконати в 2026-2028
15	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Стрічка"	2018	2024	11777,87		технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2024
16	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Рахманово"	2018	2024	23957,23		технічне переоснащення	Прибуток на виробничі інвестиції	виконати в 2024
17	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "ЦЗ"	2018	2025	16637,11		технічне переоснащення	Прибуток на виробничі інвестиції	виконати в 2025
18	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Палмаш"	2018	2026	19550,59		технічне переоснащення	Прибуток на виробничі інвестиції	виконати в 2026
19	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Молзавод"	2018	2022	11074,73	4879,00	технічне переоснащення	Амортизаційні відрахування	виконати в 2022
20	Реконструкція повітряної лінії 35 кВ (одноколова)» Л-МКР-31, ПС "Девладово-тягова"(ПАТ "Укрзалізниця") - ПС "Макорти", с. Макорти, Софіївський р-н, Дніпропетровська обл.	2019	2024	21864,53		реконструкція	Прибуток на виробничі інвестиції	виконати в 2024

21	Реконструкція повітряно-кабельної лінії 6 кВ ПС-5 35/6 кВ ком. 27, ком. 28 – ПС-30 ком. 11, ком. 12, м. Жовті Води.	2019	2022	2 1296,34	реконструкція	Амортизаційні відрахування, інші (додатково отриманий дохід за 2019 та 2020 роки)	виконати в 2022
22	Будівництво розвантажувального КТП-6 кВ для переведення навантаження ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-13, РБ-14 та КЛ-0,4 кВ ТП-25 РБ-4, РБ-11 до будинку №2, 4 по вул. Героїв України, КЛ-0,4 кВ ТП-25 РБ-11 до будинку №6 по вул. Героїв України, м. Павлоград.	2020	2022	3000,30	нове будівництво	Амортизаційні відрахування, інші (додатково отриманий дохід за 2019 та 2020 роки)	виконати в 2022
23	Будівництво розвантажувального КТП-6/0,4 кВ з АВР для переведення навантаження ТП-9к. м. Дніпро.	2020	2022	1 779,28	нове будівництво	Прибуток на виробничі інвестиції	виконати в 2022
24	Будівництво ПЛІ-6 кВ ЗТП-8 ком. №3-ЗТП-168 ком. №6, сел. Дніпровське.	2020	2022	2 506,01	нове будівництво	Прибуток на виробничі інвестиції, інші (50% доходу від оренди та сумісного підвісу, 100% доходу від металобрухту в 2021 році)	виконати в 2022
25	Будівництво розвантажувального КТП-6/0,4 кВ з заміною проводу АС на СІП існуючих ПЛ-0,4 кВ від КТП-861 РБ-5, РБ-13 по вул. Спортивна та вул. Вишнева м. Кривий Ріг.	2020	2022	5 604,19	нове будівництво	Амортизаційні відрахування	виконати в 2022
26	Реконструкції кабельної лінії 0,4 кВ ТП-35ш АВ-3 до буд. № 11 по вул. Гладкова, м. Дніпро.	2020	2022	192,53	реконструкція	Прибуток на виробничі інвестиції	виконати в 2022
27	Реконструкції КЛ-0,4 кВ ТП-116 РБ-5 до щит. № 1, КЛ-0,4 кВ ТП-116 РБ-12 до щит. № 2, КЛ-0,4 кВ від цитової № 1 до цитової № 2 буд. № 7 по пров. Ялицевий м. Дніпро	2020	2022	1210,72	реконструкція	Прибуток на виробничі інвестиції, інші (додатково отриманий дохід за 2019 та 2020 роки)	виконати в 2022
Усього		—	—	1 373 933,83	—	—	—

* В зв'язку з значним обсягом необхідних робіт з переоснащення елементів системи розподілу рівня напруги 20 кВ і вище, переведення розподільних мереж 6 (10) кВ компанії на 20 кВ можливо тільки після проведення першочергових робіт запланованих на прогностичний п'ятирічний період, які направлені на покращення показників якості електропостачання споживачів (SAIDI, SAIFI), зниження величини втрат електричної енергії, оповіщення застарілого обладнання, яке вичерпало свій експлуатаційний ресурс, а також впровадження автоматизованих систем диспетчерського та технологічного керування (АСДТК).

Генеральний директор-
Голова Правління

(або особа, яка виконує його обов'язки)

"17" 11 2021 року

Головний бухгалтер

(або особа, яка виконує його обов'язки)

"17" 11 2021 року



М.В. Корса

(прізвище, ім'я, по батькові)

Н.О. Марчук

(прізвище, ім'я, по батькові)

20. План інвестицій за джерелами фінансування

№ з/п	Статті джерел фінансування (тис. грн без ПДВ)	2022	2023	2024	2025	2026	Усього
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Власні кошти:	149 067,10	183 237,34	201 561,07	221 717,18	243 888,90	999 471,60
1.1	амортизаційні відрахування	68 610,75	79 009,23	86 910,16	95 601,17	105 161,29	435 292,60
1.2	прибуток на виробничі інвестиції	37 803,71	92 551,76	101 806,93	111 987,62	123 186,39	467 336,41
1.3	за перетоки реактивної е/е	8 278,46	9 106,31	10 016,94	11 018,63	12 120,50	50 540,84
1.4	дохід від небалансу технологічних витрат електричної енергії						-
1.5	плата за приєднання						-
1.6	інші (додатково отриманий дохід за 2019 та 2020 роки)	32 037,77					32 037,77
1.7	інші (50% доходу від оренди та сумісного підвісу, 100% доходу від металобрухту в 2021 році)	2 336,40	2 570,04	2 827,05	3 109,75	3 420,73	14 263,98
2	Залучені кошти:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-
2.1	кредити						
2.2	фінансова допомога						
2.3	інші (розшифрувати)						
3	Усього	149 067,10	183 237,34	201 561,07	221 717,18	243 888,90	999 471,60

Генеральний директор-
Голова Правління

(або особа, яка виконує його обов'язки)

" 14 " 11 2021 року



М.В. Корса

(прізвище, ім'я,
по батькові)

ПрАТ «ПЕЕМ «ШЕК»

В тому числі:

Загальна потреба в коштах на нове будівництво, реконструкцію та технічне переоснащення електричних мереж 0,4-150 кВ, тис.грн. без ПДВ (таблиця 20.1).

Таблиця 20.1

Витрати на нове будівництво, реконструкцію та технічне переоснащення електричних мереж 0,4-150 кВ (тис.грн. без ПДВ)

	2022 рік	2023рік	2024 рік	2025 рік	2026 рік	Всього
Інвестиції разом, в т.ч.:	149 067,10	183 237,34	201 561,07	221 717,18	243 888,90	999 471,60
<i>ПЛ</i>	86 163,44	58 771,79	63 970,55	39 719,60	50 109,33	298 734,71
ЛЕП 10-0,4 кВ	37 581,22	58 771,79	42 106,02	38 502,60	23 679,03	200 640,66
ЛЕП -150-35 кВ	48 582,22	0	21 864,53	1 217,00	26 430,30	98 094,05
<i>ПС</i>	18 417,77	90 911,09	101 665,13	146 369,20	153 779,54	511 142,73
ПС-150-35	5 369,00	58 158,75	35 735,10	62 259,23	142 529,54	304 051,62
ТП, РП	13 048,77	32 752,34	65 930,03	84 109,97	11 250,00	207 091,11
інше	44 485,89	33 554,46	35 925,39	35 628,38	40 000,03	189 594,16

№ з/п	Пріоритетність заходу**	Найменування заходів	шт./км*	Усього за ПКД/оцінкою		Заплановано ПРСР		Наявність проекційної документації на початок прогнозного періоду (так/ні)	Виконання ПРВ		Виконання БМР		Обсяг фінансування, передбачений ПРСР, тис. грн (без ПЦВ)					Створений резерв потужності/пропускної здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерії (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСР, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ сторінки пояснювальної записки	Примітка		
				кількість*	кількість*	копії/сторінки/оцінка вартість БМР, тис. грн (без ПЦВ)	кількість*		вартість, усього, тис. грн (без ПЦВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	2022	2023	2024	2025								2026	
							2022																			на 5 років
1		2	3	4	5	6	7	8=SUM14:18	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
1		БУДІВНИЦТВО, РЕКОНСТРУКЦІЯ ТА ТЕХНІЧНЕ ПЕРЕОСНАЩЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА ОБЛАДНАННЯ																								
1		Нове будівництво об'єктів системи розподілу																								
1.1.		Підстанції рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього																								
1.2.		Підстанції рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього																								
1.3.		Ліній електропередачі рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього																								
1.4.		Ліній електропередачі рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього																								
1.4.1.	1	Реконструкція схеми живлення м. Жовті Води з підвищенням надійності. Реконструкція підстанції 35/6 "С-35" (1 та 4 черга)	км	8,50	48 582,22	8,50	8,50	48 582,22	так	2021	2021	2022	2022	48 582,22				0,00	0,00		Амортизаційні відрахування	1, 2, 5	СПР с.34, 137, 142	Будівництво ЛЕП-35 кВ та переключення ПС «С-35» 35/6 кВ до ПЛ-35 кВ.3-К-31, Л-К-32 ПРАТ «ПЕМ «ЦЕК», встановлення пристроїв компенсації ємнісних струмів	с.128	
		Усього (сума по п.1.1-1.4)						48582,22						48 582,22	0,00	0,00	0,00	0,00								
2.		Реконструкція, технічне переоснащення об'єктів системи розподілу																								
2.1.		Підстанції рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього																								
2.1.1.		Реконструкція з заміною МВ-150кВ на елегазові вимикачі 150 кВ на ПС 150/10/6кВ "ПІЛМ"	шт.	1	12 494,80	0	1	12 494,80	так	2020	2020	2023	2023	12 494,80							Амортизаційні відрахування	1,2,3,6	Технічний стан, СПР с.27, 69, 74, 100, 137. Акт технічного опосвідчення від 03.05.2019 р.	Реконструкція ВРУ-150 кВ: - Заміна масляних вимикачів ВМТ-220 -150 кВ на елегазові вимикачі; - Заміна трансформаторів струму ТФЗМ-150 кВ на маломасляні ТС; - Заміна роз'єднувачів типу РНДЗ-2-150/1000 У1 на нові; - Встановлення маломасляних трансформаторів напруги; - Заміна вентильних розрядників РВМГ-150 на ОПН-150 кВ. На стороні 10-6 кВ: - Заміна у відносних колірках трансформаторів струму ТВЗМ-10 на трансформатори струму ТЛН-10 1000/5 А; - Заміна вентильних розрядників 10 кВ на обмежувачі перенапруги типу ОПН; - Встановлення комплексу роз'єдного захисту на мікропроцесорній базі.	с.108	
2.1.2.		Технічне переоснащення ПС 150/10/6 кВ "ПІЛМ"	шт.	1	33 094,21	0	1	33 094,21	так	2015	2015	2026	2026		33 094,21			7,36	Амортизаційні відрахування	1,2,3,6	СПР ст. 69, 88, 137. Висновок ДП «Київський ЕПЦ» експертизи №12.2-09-07-0381.15	Технічне переоснащення з заміною силового трансформатора 150/10/6 кВ 1Т типу ТРДН-32000/150-70У1 на трансформатор типу ТЛН-40000/150 У1, заміна в ВРУ-10 кВ, ВРУ-6 кВ масляних вимикачів на вакуумні, заміна вентильних розрядників 6 кВ на ОПН.				
2.1.3.	3	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції ПС 154/10/6 кВ "ПІЛМ" з організацією ПРВВ та АСДТК	шт.	1	9 902,36	0	1	9 902,36	ні	2022	2022	2023	2023	260,00	9 642,36				Амортизаційні відрахування	1,2,3,8,9	висновок ПУЕ п.3.2.19 та листа НЕК «УКРЕНЕРГО» від 10.09.2020 №01/32850	Організація ПРВВ, впровадження АСДТК, організація АСКОВ				
2.1.4.		Технічне переоснащення ПС "Наклоностовля 150/6 кВ"	шт.	1	12 749,08	0	1	12 749,08	так	2014	2014	2023	2023	12 749,08					Амортизаційні відрахування	1,2,3	Технічний стан, СПР с.30, 101, 138. Акт технічного опосвідчення від 02.04.2019 р.	Проект модернізації: - Заміна відокремлювачів та короткозамикачів 150 кВ на елегазові вимикачі; - Встановлення додатково нових роз'єднувачів 150 кВ типу ДТС.170.1000; - Заміна вентильних розрядників типу РВМГ-150М на обмежувачі перенапруги; - Встановлення маломасляних трансформаторів струму 150 кВ; - Заміна трансформаторів струму 6 кВ 4000/5 А на нові типу ТЛН-10, 4000/5 А; - Заміна опорок та відносної базової на нову полімерну; - Заміна проводів та ступів ВРУ-150 кВ; - Ремонт порталів ВРУ-150 кВ; - Реконструкція зовнішнього освітлення ВРУ-150 кВ; - Встановлення нового щита постійного струму типу ЩПТ-220-250УХП1 з герметичною гелевою АКБ типу А704/280	с.113			
2.1.5.	3	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції ПС "Наклоностовля 150/6 кВ" з організацією ПРВВ та АСДТК	шт.	1	11 104,80	0	1	11 104,80	ні	2022	2022	2023	2023	230,00	10 874,80				Амортизаційні відрахування	1,2,3,8,9	висновок ПУЕ п.3.2.19 та листа НЕК «УКРЕНЕРГО» від 06.06.2019 №01/20515	Організація ПРВВ, впровадження АСДТК, організація АСКОВ				
2.1.6.		Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 150/35/6 кВ "ДШЗ-1"	шт.	1	105 648,45	0	1	75 130,52	так	2018	2018	2025	2026		45 442,12	29 688,40	13,8	Амортизаційні відрахування	1,2,3,6,8,9	СПР с. 28, 74, 100, 138, Акт технічного опосвідчення від 20.05.2017 р.	Проект модернізації: повна заміна обладнання ВРУ-150/35 кВ та заміна силових трансформаторів 150/35/6 кВ 1Т, 2Т типу ТЛН-25000/150 на трансформатори типу ТЛН-40000/150 У1. Заміна відокремлювача та короткозамикача 150 кВ на елегазові вимикачі. Заміна РЗА силових трансформаторів 1Т, 2Т на мікропроцесорні блоки захисту, організація обліку по стороні 150 кВ.	с.117				
2.1.7.		Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 154/35/6 кВ "КІОУ"	шт.	1	237 550,00	0	1	52 808,44	так	2018	2018	2026	2026		52 808,44		13,8	Прибуток на виробничі інвестиції	1,2,3,5,8,9	СПР с.27, 74, 99, 138, Акт технічного опосвідчення від 19.05.2017 р.	Проект модернізації: заміна силових трансформаторів 150/35/6 кВ 1Т, 2Т типу ТЛН-25000/150 на трансформатори типу ТЛН-40000/150 У1, заміна обладнання та порталів ВРУ-150 кВ, ВРУ-35 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ та 150 кВ, телемеханіка та телеуправління, реконструкція ВРУ-6 кВ	с.121				
2.1.8.		Технічне переоснащення трансформаторної підстанції ПС 154/35/6 кВ «КІОУ» з організацією ПРВВ	шт.	1	6 667,90	0	1	6 667,90	ні	2025	2025	2026	2026		180,00	6 487,90		Амортизаційні відрахування	1,2,3	висновок ПУЕ п.3.2.19 та листа НЕК «УКРЕНЕРГО» від 06.06.2019 №01/20515	Організація ПРВВ					
2.2.		Підстанції рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього																								
2.2.1.		Реконструкція схеми живлення м. Жовті Води з підвищенням надійності. Реконструкція підстанції 35/6 "С-35" (2 та 3 черга)	шт.	1	12 397,71	0	1	12 397,71	так	2021	2021	2023	2023	12 397,71					3,68	Амортизаційні відрахування	1,2,5,8,9	СПР с.34, 137, 142	Проект модернізації: - Встановлення нового силового трансформатора 35/6 кВ 2Т типу ТМН-4000/35 У1; - Монтаж нової 2 секції 35 кВ з вакуумним вимикачем; - Монтаж 2 секцій 6 кВ; - Встановлення шифри вводу КРПЗ 6 кВ з вакуумними вимикачами; - Встановлення трансформатора власних потреб, встановлення обмежувачів перенапруги; - Телемеханіка підстанції, РЗА силових трансформаторів 1Т, 2Т на базі мікропроцесорних блоків захисту; Реконструкція зовнішнього освітлення ВРН-35 кВ.	с.128		
2.2.2.	2	Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ Молтавоц	шт.	1	11 074,73	1	1	4 879,00	так	2018	2018	2022	2022	4 879,00					1,38	Амортизаційні відрахування	1,2,3,5,8,9	Технічний стан, СПР с.40, 74, 137. Акт технічного опосвідчення від 11.03.2019 р. Висновок ТОВ "ЕНЕРГО ЛАВН" та ТОВ "НВП "ЕНЕРГОПРОШЕННЯ" від 15.12.2020 №09-58-2020	-заміна трансформатору 35/6 кВ 1Т типу ТМ-2500/35 на трансформатор типу ТМН-4000/35 У1;	с.130		
2.2.3.		Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Стричка"	шт.	1	11 777,87	0	1	11 777,87	так	2018	2018	2024	2024		11 777,87					Амортизаційні відрахування	1,2,5,8,9	Технічний стан, СПР с.39, 106, 138. Акт технічного опосвідчення від 22.05.2017 р.	Проект модернізації: - Реконструкція ВРУ-35 кВ; - Організація обліку по стороні 35 кВ; - Реконструкція ВРУ-6 кВ; - Організація автоматичної системи керування з відчуженням сигналізації на диспетчерській пункті, а також системи сигналізації пожежної та периметральної охорони.	с.132		
2.2.4.		Технічне переоснащення трансформаторної підстанції "ЦЗ" 35/6 кВ	шт.	1	16 637,11	0	1	16 637,11	так	2018	2018	2025	2025		16 637,11					Прибуток на виробничі інвестиції	1,2,3,8,9	Технічний стан, СПР с.36, 104, 138. Акт технічного опосвідчення від 17.05.2017 р.	Проект модернізації: - Реконструкція ВРУ-35 кВ; - Організація обліку по стороні 35 кВ; Реконструкція ВРУ-6 кВ; - Організація автоматичної системи керування з відчуженням сигналізації на диспетчерській пункті; охорону та пожежну сигналізацію. - Виконати	с.134		
2.2.5.		Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Рахманово"	шт.	1	23 957,23	0	1	23 957,23	так	2018	2018	2024	2024	23 957,23						Прибуток на виробничі інвестиції	1,2,8,9	Технічний стан, СПР с.38, 106, 137. Акт технічного опосвідчення від 20.04.2017	Проект модернізації: - заміна обладнання ВРУ-35 кВ; - організація обліку по стороні 35 кВ; - встановлення КРПЗ-6 кВ, переключення споживачів від існуючого ВРУ-6 кВ до нового КРПЗ-6 кВ; - телемеханіка, телеуправління, охорона та пожежна сигналізація.	с.138		
2.2.6.		Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ "Палашів"	шт.	1	19 550,59	0	1	19 550,59	так	2018	2018	2026	2026		19 550,59					Прибуток на виробничі інвестиції	1,2,3,8,9	Технічний стан, СПР с.35, 104, 138. Акт технічного опосвідчення від 22.05.17	Проект модернізації: - заміна обладнання ВРУ-35 кВ; - організація обліку по стороні 35 кВ; - реконструкція ВРУ-6 кВ; - телемеханіка, телеуправління, охорона та пожежна сигналізація.	с.139		
2.2.7.		Технічне переоснащення ПС "Макоши" 35/6кВ	шт.	1	31 406,30	0	1	300,00	ні	2026	2026	2027	2028		300,00					Амортизаційні відрахування	1,2,3,8,9	Технічний стан, СПР с.31, 75, 102, 137. Акт технічного опосвідчення від 15.03.21	- організація обліку по стороні 35 кВ; - заміна обладнання ВРУ-35; - заміна силового трансформатора; - заміна обладнання ВРУ-6 кВ; - телемеханіка, телеуправління, телевимірювання	с.141		
2.2.8.		Технічне переоснащення трансформаторної підстанції "САЗ" 35/10 кВ	шт.	1	31 242,00	0	1	300,00	ні	2026	2026	2027	2028		300,00					Амортизаційні відрахування	1,2,3,6,8	Технічний стан, СПР с.40, 74, 107, 137. Акт технічного опосвідчення від 19.03.21	- реконструкція ВРУ-6 кВ з встановленням КРПЗ 10 кВ; - заміна обладнання ВРУ-35 кВ; - заміна силових трансформаторів 1Т та 2Т; - телемеханіка, телеуправління, телевимірювання	с.144		
2.2.9.		Технічне переоснащення ПС-"Пугачівка" 35/6 кВ	шт.	1	32 067,20	0	1	300,00	ні	2026	2026	2027	2028		300,00					Амортизаційні відрахування	1,2,3,8,9	Технічний стан, СПР с.35, 108, 138. Акт технічного опосвідчення від 28.01.21	- організація обліку по стороні 35 кВ; - заміна обладнання ВРУ-35; - телемеханіка, телеуправління, телевимірювання	с.147		
2.3.		Ліній електропередачі рівня напруги 110 (154, 220) кВ, усього																								
2.3.1.		Реконструкція ПЛ-150 кВ Л-0-10-А/Л-0-11-А (двоколва)	км	1,80	14 613,90	0,00	1,80	600,00	ні	2026	2026	2027	2027				600,00		Амортизаційні відрахування	1,2,3	Акт дефектів від 13.05.2018р. СПР с.70, 137.	Повна реконструкція ПЛ-150 кВ з існуючого створу на нових фундаментах та на нових металевих опорах, провід АС-240, полімерну ізоляцію, полімерні ОПН	с.148			
2.4.		Ліній електропередачі рівня напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього																								
				43,60	51 808,43	0,00	43,60	48 911,83						0,00	0,00	21 864,53	1 217,00	25 830,30								

№ з/п	Пріоритетність заходу**	Найменування заходів	шт./км*	Усього за ПКД/оцінкою		Заплановано ПРСР		Наявність проекційної документації на початок прогностичного періоду (так/ні)	Виконання ПВР		Виконання БМР		Обсяг фінансування, передбачений ПРСР, тис. грн (без ПДВ)					Створений резерв потужності/пропускової здатності, МВт	Джерело фінансування	Критерій (відповідно до підпункту 3.2.6 глави 3.2 КСР)	Обґрунтування включення до ПРСР (СПР, технічний стан, ПРСП, вимога ОСП тощо), вказати назву документа та сторінку	Стислий опис робіт	№ сторінки пояснювальної записки	Примітка	
				кількість*	Кошторисна/оціночна вартість БМР, тис. грн (без ПДВ)	кількість*			вартість, усього, тис. грн (без ПДВ)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	початок (квартал, рік)	закінчення (квартал, рік)	2022	2023	2024	2025								2026
						2022	на 5 років																		
2.4.1.		Реконструкція повітряної лінії 35 кВ (одноколова) Л-МКР-31, ПС "Декадово-тигова" (ПАТ "Укрзалізниця") - ПС "Макогін", с. Макогін, Софіївський р-н, Дніпропетровська обл.	км	19,60	21 864,53	0,00	19,60	21 864,53	так	2019	2019	2024	2024			21 864,53		6,97	Прибуток на виробничі інвестиції	1,2,3	СПР с.71, 137. Акт дефектів від 12.05.2016р.	Реконструкція ПЛ-35 кВ: - встановлення нової ПЛ-35 кВ в створі існуючої ПЛ-35 кВ Л-МКР-31; - застосування сталевоміцнісної провід марки АС-120/19; - якості грозових тросів на ПЛ-35 кВ монтується трос: марки ТК-50; - передбачений захист провідів АС-120/19 та тросів ТК-50 від відриву; - підтримувачі стійки та навісних стійки приймаються з полімерного ізолятора; - встановлення металевих уніфікованих опор: анкерно-кутових, проміжних-кутових, проміжних;	с.149		
2.4.2.		Реконструкція ПЛ-35 кВ Л-ІНГ-31 (одноколова)	км	17,00	19 005,76	0,00	17,00	19 005,76	ні	2025	2025	2026	2026			667,00	18 338,76		Амортизаційні відрахування	1,2,3	СПР с.71, 137. Акт дефектів від 18.04.2016р.	Повна реконструкція ПЛ-35 кВ в існуючому створі на нових фундаментах, на нових з/б проміжних та металевих анкерних опорах. Запропоновати також нове обладнання ПЛ: грозових тросів та контури заземлення опор, провід АС-120, полімерну ізоляцію, полімерні ОПН, з'являючі арматуру та інше. Металоконструкції опор повинні бути оброблені гарячим цинкуванням.	с.151		
2.4.3.		Реконструкція ПЛ-35 кВ Л-0-ЮЖ-31/Л-0-ЮЖ-32 (двоколова)	км	4,80	7 441,54	0,00	4,80	7 441,54	ні	2025	2025	2026	2026			550,00	6 891,54	9,27	Прибуток на виробничі інвестиції	1,2,3	СПР с.71, 109, 137. Акт дефектів від 21.07.2017р.	Повна реконструкція ПЛ-35 кВ в існуючому створі на нових фундаментах, на нових з/б проміжних та металевих анкерних опорах, грозових тросів та контури заземлення опор, заміна провідів, полімерну ізоляцію, полімерні ОПН, з'являючі арматуру та інше. Металоконструкції опор повинні бути оброблені гарячим цинкуванням.	с.151		
2.4.4.		Реконструкція ПЛ-35 кВ Л-СА3 (одноколова)	км	2,20	3 496,60	0,00	2,20	600,00	ні	2026	2026	2027	2027			600,00			Амортизаційні відрахування	1,2,3	СПР с. 70, 109, 137. Акт дефектів від 13.05.2017р.	Повна реконструкція ПЛ-35 кВ в існуючому створі на нових фундаментах, на нових з/б проміжних та металевих анкерних опорах, грозових тросів та контури заземлення опор, заміна провідів, полімерну ізоляцію, полімерні ОПН, з'являючі арматуру та інше. Металоконструкції опор повинні бути оброблені гарячим цинкуванням.	с.152		
				Усього (сума по п. 2.1-2.4)		685 744,67		353 563,45						5 369,00	58 158,75	57 599,63	63 476,23	168 959,84							
				Усього (сума по п. 1 та 2)		734 326,89		402 145,67						53 951,22	58 158,75	57 599,63	63 476,23	168 959,84							
3.		Нові будівництва об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ																							
3.1.		Дніпропетровський РЕМ, усього			20 982,38			20 982,38						2 564,78	12 417,60	6 000,00	0,00	0,00							
3.1.1.		Будівництво розв'язувального ТП-6(10)/0,4 кВ	шт.	5	20 186,88	1	5	20 186,88	так/ні	2020	2023	2022	2024	2 414,28	11 772,60	6 000,00	0,00	0,00			1,2,3,5	КСР, акти дефектів	Будівництво розв'язувального ТП-6(10)/0,4 (м. Дніпро)	с.152	
3.1.2.		Будівництво КЛ-6 кВ	км	0,43	795,50	0,00	0,43	795,50	ні	2022	2022	2023	2023	150,50	645,00	0,00	0,00	0,00					Будівництво КЛ-6 кВ (м. Дніпро)		
3.2.		Житомирський РЕМ, усього			70 716,01			70 716,01						2 686,01	7 250,00	35 170,03	25 609,97	0,00							
3.2.1.		Будівництво розв'язувального ТП-6(10)/0,4 кВ	шт.	12	68 210,00	0	12	68 210,00	так/ні	2021	2024	2023	2025	180,00	7 250,00	35 170,03	25 609,97	0,00			1,2,3,5	КСР, акти дефектів	Будівництво розв'язувального ТП-6(10)/0,4 (м. Житої Води, м. Візьмолісьськ)	с.152	
3.2.2.		Будівництво ПЛ-6 кВ	км	0,74	2 506,01	0,74	0,74	2 506,01	так	2020	2020	2022	2022	2 506,01	0,00	0,00	0,00	0,00					Будівництво ПЛ-6 кВ (с.м. Дніпропетровськ)		
3.3.		Криворізький РЕМ, усього			43 436,19			43 436,19						5 604,19	270,00	7 562,00	30 000,00	0,00							
3.3.1.		Будівництво розв'язувального ТП-6(10)/0,4 кВ	шт.	7	42 374,19	1	7	42 374,19	так/ні	2020	2024	2022	2025	5 604,19	120,00	6 650,00	30 000,00	0,00			1,2,3,5	КСР, акти дефектів	Будівництво розв'язувального ТП-6(10)/0,4 (м. Кривий Ріг, Криворізький р-н)	с.152	
3.3.2.		Будівництво ПЛ-0,4 кВ	км	0,46	1 062,00	0,00	0,46	1 062,00	ні	2023	2023	2024	2024	0,00	150,00	912,0	0,00	0,00					Будівництво ПЛ-0,4 кВ (Криворізький р-н)		
3.4.		Павлоградський РЕМ, усього			6 500,30			6 500,30						3 000,30	3 500,00	0,00	0,00	0,00							
3.4.1.		Будівництво розв'язувального ТП-6(10)/0,4 кВ	шт.	2	6500,30	1	2	6 500,30	так	2020	2021	2022	2023	3 000,30	3 500,00	0,00	0,00	0,00			1,2,3,5	КСР, акти дефектів	Будівництво розв'язувального ТП-6(10)/0,4 (м. Павлоград)	с.152	
4.		Реконструкція, технічне перенесення об'єктів системи розподілу рівня напруги 10 (6); 0,4 кВ																							
4.1.		Дніпропетровський РЕМ, усього			89 100,48			89 100,48						6 660,03	27 409,24	23 386,32	21 963,80	9 681,09							
4.1.1.		Технічне перенесення ТП, ПЛ-6(10)/0,4 кВ	шт.	10	11 637,92	2	10	11 637,92	так/ні	2021	2023	2022	2024	500,00	4 037,92	7 100,00	0,00	0,00			1,2,3,5,8	технічний стан	Заміна трансформаторів типу ТМ на ТМГ, масляних викивачів на вакуумні (м. Дніпро, с. Партизанське)	с.152	
4.1.2.		Реконструкція ТП, ПЛ-6(10)/0,4 кВ	шт.	2	1 100,00	0	2	1 100,00	ні	2022	2022	2023	2023	100,00	1 000,00	0,00	0,00	0,00					Встановлення спеціального вакуумного викивача (м. Дніпро)		
4.1.3.		Реконструкція КЛ-10 кВ	км	1,77	3 249,25	0,00	1,77	3 249,25	ні	2023	2023	2024	2024	0,00	597,25	2 652,00	0,00	0,00					Реконструкція КЛ-10 кВ (м. Дніпро)		
4.1.4.		Реконструкція КЛ-6 кВ	км	15,76	35 397,63	0,00	15,76	35 397,63	так/ні	2021	2025	2023	2026	1 819,00	15 115,00	3 872,62	6 483,00	8 108,01					Реконструкція КЛ-6 кВ (м. Дніпро)		
4.1.5.		Реконструкція КЛ-0,4 кВ	км	4,48	9 961,35	0,70	4,48	9 961,35	так/ні	2020	2024	2022	2025	1 403,25	472,00	783,70	7 302,40	0,00					Реконструкція КЛ-0,4 кВ (м. Дніпро)		
4.1.6.		Технічне перенесення ПЛ-10 кВ	км	6,77	8 478,80	0,00	6,77	8 478,80	ні	2023	2023	2024	2024	0,00	350,00	8 128,80	0,00	0,00					Технічне перенесення ПЛ-10 кВ (с. Партизанське)		
4.1.7.		Технічне перенесення ПЛ-6 кВ	км	6,62	7 381,20	0,00	6,62	7 381,20	ні	2024	2024	2025	2025	0,00	0,00	759,20	6 622,00	0,00					Технічне перенесення ПЛ-6 кВ (м. Дніпро)		
4.1.8.		Реконструкція ПЛ-0,4 кВ	км	14,44	11 894,33	3,39	14,44	11 894,33	так/ні	2021	2025	2022	2026	2 837,78	5 837,07	90,00	1 556,40	1 573,08					Реконструкція ПЛ-0,4 кВ з заміною неізоляційного провідів на СИП (м. Дніпро)		
4.2.		Житомирський РЕМ, усього			95 339,24			95 339,24																	

22. Пояснювальна записка по кожному заходу ПРСР рівня напругою 20 кВ та вище, що включає інформацію щодо необхідності виконання, обсяги робіт, необхідне фінансування, очікуванні результати після реалізації заходу (аналіз витрат та вигод (з урахуванням техніко-економічних показників) проєктів з розвитку системи розподілу)

Для забезпечення ефективної та надійної роботи електричних мереж, раціонального керування режимами їх роботи Компанією заплановано:

- заміна морально та фізично застарілого обладнання електричних мереж на більш сучасне із збільшеним комутаційним ресурсом, вимикаючою здатністю з можливістю інтегрування до «розумних мереж». Зокрема, встановлення на підстанціях елегазових вимикачів дозволяє підвищити надійність роботи обладнання підстанції та зменшити вірогідність виникнення технологічних порушень;
- технічне переоснащення підстанції із модернізацією релейного захисту, запровадженням телемеханіки, встановлення пристроїв контролю якості електричної енергії;
- відновлення захисту від грозових і комутаційних перенапруг.
- впровадження АСДТК, систем моніторингу стану силового обладнання та раннього попередження пошкоджень, системи аналізу та оптимізації роботи мереж;
- автоматизація розподільчих мереж низької напруги, у тому числі виконання автоматичного секціонування мереж для зменшення обсягу відключень споживачів та зменшення часу перерв в електропостачанні при виникненні технологічних порушень;
- встановлення, за необхідністю, пристроїв компенсації реактивної потужності.
- підтримка інтеграції в мережу відновлювальних джерел енергії, в тому числі розташованих в приватних господарствах;
- розширення автоматизації обліку споживання електричної енергії з перспективою повної відмови від ручного знімання показань лічильників електроенергії.

Основні напрямки, які потребують вирішення в 2022-2026 рр:

22.1. Реконструкція та технічне переоснащення мереж 150-35 кВ.

Для підвищення енергоефективності, надійної роботи системи розподілу та дотримання показників якості електричної енергії необхідно виконати:

1. Реконструкція та технічне переоснащення ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;
- 6) зменшення впливу на навколишнє середовище;
- 8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;
- 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» двотрансформаторна підстанція, яка знаходиться в м. Дніпро. Введена в експлуатацію у 1981 році з класом напруги 154/10/6 кВ.

На підстанції встановлено два силових трансформатори 150/10/6 кВ 32 МВА та 40 МВА, від яких живиться ЗРУ-10/6 кВ із двома секціями шин 10 кВ і двома секціями шин 6 кВ. Споживачами є:

- I категорії – 6 споживачів: ТОВ «Будпромтех», ТОВ «Форпост Дніпро», МКП «Дніпропетровський електротранспорт», ТОВ «ПАЛАНДІН 49», ТОВ ПП «Дніпропетровський з-д хімічних виробів», ПАТ «Дніпрополімермаш»;
- II категорії – 3 споживача: ТОВ «Дніпропрессталь», ТОВ «Отіс Тарда», ТОВ «Вініл»;
- III категорії – 2 споживача: ТОВ «Ратрі», ДП «Укравтогаз».

Метою проведення заходу є підвищення надійності електропостачання, зменшення шкідливого впливу на екологічне середовище, ризику травматизму виробничого персоналу, перерв в електропостачанні, експлуатаційних витрат на обслуговування обладнання та покращення показників SAIDI та SAIFI.

Обладнання, що використовується дотепер в мережах 150 кВ та підлягає повній заміні, знаходиться в експлуатації тривалий термін (43 років), що викликає постійну небезпеку виходу його з ладу, і, як наслідок сприяє зниженню надійності подачі електроенергії збільшенню ризику травматизму виробничого персоналу, загрози екології на території енергооб'єкту.

Для досягнення поставлених цілей, заходом передбачається заміна фізично та морально зношеного обладнання на сучасне з покращеними технічними характеристиками, що в певній мірі зменшують витрати і збільшують доходи підприємства (скорочення втрат енергії безпосередньо в новому електрообладнанні, підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж компанії, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, покращення показників SAIDI та SAIFI в розподільній мережі).

На ВРУ-150 кВ підстанції 2 масляних вимикачі типу ВМТ-220Б-25/1250 1986 року випуску. Вимикачі вичерпали свій експлуатаційний ресурс, (28 років до списання згідно інструкції заводу виробника), повністю амортизовані, фізично зношені, не забезпечують швидке та надійне відключення від дії релейного захисту, ненадійні в роботі, вимагають великих витрат на капітальний ремонт і експлуатаційне обслуговування, на сьогоднішній день зняті з експлуатації, потребують заміни на елегазові. Завод виробник, який має можливість виробництва та поставки запасних частин для проведення поточного та капітального ремонту знаходиться на території країни агресора – Російської Федерації.

27.02.2012 року на ПС 150/10/6 кВ «ПЛМ» сталося технологічне порушення – відмова II категорії. При виникненні КЗ неповнофазно відключився масляний вимикач 150 кВ типу ВМТ-220Б, що призвело до повного знеструмлення підстанції та великим капітальними втратами на заміну силового трансформатора та обладнання для відновлення нормальної схеми роботи підстанції.

Згідно з Актом технічного опосвідчення електрообладнання ВРП-150 кВ ПС «ПЛМ» 154/10/6 кВ від 03.05.2019 року:

1. В процесі обстеження масляних вимикачів типу ВМТ-220Б виявлено:

- 1.1. Наявність на стяжних шпильках тріщин і забоїн;
- 1.2. Втрата пружності стопорних і пружинних шайб;
- 1.3. Дефект пружин приводу, нерівномірний шаг витка пружини (стиснення більше 10% по всій довжині);
- 1.4. На зубчатих колесах приводу ППрК-1400 виявлено тріщини, короблення та перекіс ободу;
- 1.5. На резинових прокладках виявлені тріщини, виробки, розшарування;
- 1.6. На штоках виявлені раковини, короблення;
- 1.7. 40% металоконструкцій пошкоджені корозією;
- 1.8. Оплавлення рухомих і нерухомих контактів, наявність значних раковин на контактах дугогасильних камер всіх фаз МВ-150 кВ типу ВМТ-220Б, що призводить до

збільшення перехідного опору від 625 мкОм до 960 мкОм при нормативному значенні ≤ 550 мкОм.

2. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих і нерухомих контактів на роз'єднувачах 150 кВ становить 115-155Н, при нормативному значенні не менше 196 Н, що свідчить про знос контактної системи, що може привести до оплавлення контактів і руйнування роз'єднувача.
3. На всіх роз'єднувачах 150 кВ спостерігається знос елементів механічної частини ізоляційних колонок і втрата пружинних властивостей контактів роз'єднувачів, що приводить до появи ненормативних люфтів і виникнення нагрівів контактної частини, що було виявлено на кріпленнях ламелей приєднань Л-10А-0, С-1-1, Т-2-2.
4. Опір контактної системи робочих ножів роз'єднувачів 150 кВ типу РНДЗ-150/1000 становить 250-340 мкОм, при нормативному значенні ≤ 120 мкОм.
5. Корозійне пошкодження тяг приводів в місцях їхнього приєднання до поворотних колонок і верхніх поворотних механізмів роз'єднувачів 150 кВ, ЗОН, що призводить до утворення люфтів в роботі приводу і ненадійному контакту основних ножів.
6. Спостерігається порушення армовочних швів опорних ізоляторів з утворенням мікротріщин у верхній і нижній частині ізоляторів роз'єднувачів 150 кВ, ЗОН, що може, при проведенні перемикачів, призвести до втрати ізолятора, руйнуванню обладнання, створенню аварійної ситуації на ПС та нанесення травм обслуговуючому персоналу.
7. На трансформаторах струму типу ТФЗМ-150-1У-6 1250/5А, спостерігається:
 - 7.1. Теча масла між корпусом та фарфоровою покришкою;
 - 7.2. Теча масла з клемної зборки вторинних контактів;
 - 7.3. Зволоження сигнального силікагелю;
 - 7.4. Пошкодження повітроосушника;
 - 7.5. Пошкодження фарфорового ізолятора ТС Т-1 фаза «В», ТС Т-2 фаза «А».
8. Корозійне пошкодження і розгерметизація ящиків приводів роз'єднувачів, вимикачів 150 кВ, шаф ланцюгів РЗА складає 35 %.
9. Залізобетонні стійки під обладнання 150 кВ по всій поверхні мають поздовжні і поперечні тріщини шириною від 0,6 см до 2,3 см і довжиною від 0,1 м до 0,8 м, раковини площею від 5 см² до 20 см².
10. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле) призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв'язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками.
11. Термін експлуатації встановленого електрообладнання ВРУ-150 кВ перевищує нормативний (25 років).

У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками вимикачів типу ВМТ-220 та роз'єднувачів типу РНДЗ-150, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регульовальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних та поточних ремонтів вищезазначеного обладнання. Виконання позачергових капітальних та поточних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

Вищезазначені дефекти, які були виявлені при аналізі технічної документації, протоколів проведених вимірювань та візуальному огляді електрообладнання підстанції суперечать вимогам нормативних документів, а саме:

1. Порушення п.15.4.1 «Вимірювання опору контактної системи роз'єднувачів та відокремлювачів» СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».
2. Порушення п. 15.5 «Вимірювання витягувальних зусиль рухомих контактів з нерухожими» СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».

3. Перевищення нормативного терміну експлуатації електрообладнання відповідно до інструкцій заводів-виробників (25 років).
4. Порухення п. 4.2.23 «Правила улаштування електроустановок».

Для забезпечення сталого функціонування підстанції, ПАТ «ПТІ «КИЇВОРГБУД» у 2013 році розроблено проектно-кошторисну документацію «Реконструкція підстанції з заміною МВ-150 кВ на елегазові вимикачі 150 кВ ПС 150/10/6 кВ «ПЛМ» м. Дніпро» 02/44/1-0313.1-ПЗ.

ДП «Укрдержбудекспертиза» у Дніпропетровській обл. 10.12.2013 проведена експертиза проектно-кошторисної документації в частині міцності, надійності та довговічності об'єкту будівництва і кошторисної частини проекту за робочим проектом «Реконструкція з заміною МВ-150 на елегазові вимикачі 150 кВ на ПС 150/10/6 кВ «ПЛМ». Планом розвитку заплановано у відповідності до проекту:

Проектом передбачено:

	2022 р.
На стороні 150 кВ:	
Заміна масляних вимикачів BMT-220 -150 кВ на елегазові вимикачі типу GL313F1AREVA	2 трифазних комплектів
Заміна роз'єднувачів типу РНДЗ-2-150/1000 У1 на нові типу DTS.170.1000.C.4 УХЛ1	2 трифазних комплектів
Заміна роз'єднувачів типу РНДЗ-1-150/1000 У1 на нові типу DTS.170.1000.A.4 УХЛ1	4 трифазних комплектів
Заміна трансформаторів напруги типу НКФ-220 на нові типу UTE-170	6 однофазних комплектів
Заміна трансформаторів струму ТФЗМ-150 на СА-170 600/5А	2 трифазних комплектів
Заміна вентильних розрядників РВМГ-150 на ОПН-150 кВ типу РВА 31 138 L5E2M8-170-5	6 однофазних комплектів
На стороні 10 кВ:	
Заміна у ввідних комірках трансформаторів струму на трансформатори струму типу ТЛШ-10 3000/5А	2 трифазних комплектів
Заміна вентильних розрядників 10 кВ на обмежувачі перенапруги типу ОПНп-10/12/10/1/IV УХЛ1	2 трифазних комплектів
На стороні 6 кВ:	
Заміна у ввідних комірках трансформаторів струму на трансформатори струму ТЛШ-10 3000/5А	2 трифазних комплектів

Елегазові вимикачі надійні в роботі, їх комутаційний ресурс перевищує комутаційний ресурс масляних вимикачів. Елегазові вимикачі характеризуються відносно малими габаритами та масою, швидкістю дії, високою вимикаючою здатністю, малим зносом дугогасильних контактів, надійним відключенням малих індуктивних та ємнісних струмів у момент переходу струму через нуль без виникнення перенапруги, простотою та надійністю роботи привода вимикача, що у свою чергу, забезпечує надійну та безаварійну роботу усього обладнання підстанції.

Витрати на капітальний ремонт елегазових вимикачів практично відсутні. Витрати на експлуатаційне обслуговування мінімальні.

Для реалізації комерційного обліку проектом передбачається заміна існуючих масляних трансформаторів струму типу ТФЗМ-150 класом точності 0,5 (суперечить пункту 1.5.16 ПУЕ 2017) на нові СА-170 600/5А та встановлення нових трансформаторів напруги UTE-170 згідно відкоригованого проекту 2020 р.

Встановлення комплексу релейного захисту на мікропроцесорній базі виробництва концерну АВВ дозволить підвищити надійність захисту, селективність відключень, швидку дію в аварійних ситуаціях. Елегазові вимикачі із швидкодіючим мікропроцесорним захистом змінюють ступінь селективності з 0,5 сек. до 0,25 сек., в результаті чого значно зменшується вірогідність пошкодження обладнання і втрати потужності при протіканні струмів к.з.

Реалізація проекту «Реконструкція з заміною МВ-150кВ на елегазові вимикачі 150 кВ на ПС 150/10/6кВ «ПЛМ» планується у 2022 році.

Згідно з вимогами ПУЕ п.3.2.19 та листа НЕК «УКРЕНЕРГО» від 10.09.2020 №01/32850, на підстанціях вище 110 кВ, необхідно передбачити організацію пристроїв резервування відмови вимикачів (ПРВВ) на ПС 154/10/6 кВ «ПЛМ», що потребує розроблення додаткового проекту.

Згідно постанови НКРЕКП від 26.07.2013 №1029 «Про застосування стимулюючого регулювання при впровадженні господарської діяльності з розподілу е/е в терміни до 2023 року, виконати повне виконання плану заходів із забезпечення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг (зокрема шляхом створення систем реєстрації відключень в електричних мережах 6 - 150 кВ). Телемеханізованих приєднань на ПС «ПЛМ» та розроблених проектних рішень з впровадження комплексу АСДТК не має.

Для впровадження комплексу АСДТК та ПРВВ на ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» у 2020 році була розроблено завдання на проектування «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» з організацією ПРВВ та АСДТК».

Проектування «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» з організацією ПРВВ та АСДТК» планується реалізувати у 2022 році, а повне впровадження комплексу з організацією ПРВВ та АСДТК – у 2023 році.

На підстанції встановлено два трансформатори 1Т та 2Т напругою 150/10/6 кВ потужністю 32 МВА та 40 МВА. Трансформатор 2Т було замінено в 2012 році. Трансформатор 1Т зав. № 105731 типу ТРДН-32000/150 знаходиться в експлуатації 43 рік. В процесі довгострокової експлуатації трансформатору погіршились його технічні характеристики.

Для визначення технічного стану силового трансформатора 1Т на ПС «ПЛМ», державним підприємством «Криворізький експертно-технічний центр Держгірпромнагляду України» було проведено експертизу і отримано висновок експертизи №12.2-09-07-0381.15 про необхідність заміни силового трансформатора типу ТРДН-32000/150 У1.

У процесі експертизи були проаналізовані результати високовольних випробувань силового трансформатора (протокол №252 від 28.07.2014), хімічного аналізу масла (№476а від 28.07.2015), заводські технічні характеристики.

ЕТЛ ТОВ «НВП» «Енергорішення» проведено оцінку залишкового ресурсу основної ізоляції трансформатора на підставі аналізу фуранових сполук, розчинених у трансформаторному маслі бака трансформатора. За результатами аналізу масла з баку трансформатора 1Т ПС «ПЛМ» вміст фуранових сполук 1,44 ррм, що відповідає ступеню полімеризації (СП) 278 одиниць – орієнтовно 23% від початкового стану, тобто остання третина строку існування трансформатора. Стан основної ізоляції незадовільний.

Для підвищення надійності електропостачання споживачів і заміни застарілого обладнання необхідно виконати технічне переоснащення ПС – замінити трансформатор 1Т на новий типу ТДТН-40000/150 У1 та заміна вторинних ланцюгів трансформатору з прокладкою у бетонних кабельних лотках, адаптація систем релейного захисту для нового трансформатору до існуючих пристроїв захистів цього трансформатору, демонтаж ошиновки 150 кВ, шинного мосту 6-10 кВ та полоси заземлення, заміна розрядників на ОПН 6 кВ, заміна масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні вимикачі. Збільшення потужності передбачено роботою за титулом «Актуалізація (коригування) «Схема перспективного розвитку електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «Центральна енергетична компанія» з техніко-економічною оцінкою переведу окремих вузлів на напругу 20 кВ» у 2026 році та проектом «Технічне переоснащення ПС 150/10/6 кВ «ПЛМ». Потужність трансформаторів буде уточнена при необхідності під час коригування проекту з урахуванням фактичної приєднаної потужності та виданих ТУ перед виконання запланованого заходу.

ПАТ «ПТІ «КІЇВОРГБУД» у 2015 році розроблено проектно-кошторисну документацію «Технічне переоснащення ПС 150/10/6 кВ «ПЛМ». Планом розвитку заплановано у 2025 р. у відповідності до проекту:

На стороні 150 кВ:

- Заміна силового трансформатора 1Т типу ТРДН-32000/150 У1 на трансформатор виробництва ПАТ «ЗТР» типу ТДТН-40000/150 У1.
- Заміна заземлювачів однополюсних: ЗОН-150 на ЗОН-110- УХЛ1 - 1 комплект.

На стороні 10 кВ:

- Заміна в ЗРУ-10 кВ масляних вимикачів типу ВМПЕ-10 на нові вакуумні вимикачі (Т-11, Т-12) типу ВР-2-10-31,5/1600 У2 - 2 шт.

На стороні 6 кВ:

- Заміна в ЗРУ-6 кВ масляних вимикачів типу ВМПЕ-10 на нові вакуумні вимикачі (Т-61, С-61): ВР-3-10-40/3150 У2 – 1 шт., ВР-2-10-31,5/1600 У2 1 шт. Заміна вентильних розрядників 6 кВ на ОПН типу MWK 8 (РВ Т-61, РВ Т-62) – 2 комплекта.

Інші роботи:

- Заміна вторинних ланцюгів під нове обладнання.
- Ущільнення силових та контрольних кабелів.
- Охоронна сигналізація підстанції.
- Реконструкція існуючої мережі зовнішнього освітлення.
- Встановлення комплекту релейного захисту на мікропроцесорній базі.

Роботи на ПС «ПЛМ» плануються виконувати:

- реконструкція з заміною МВ-150кВ на елегазові вимикачі 150 кВ на ПС 150/10/6кВ «ПЛМ» у 2023 році;
- технічне переоснащення ПС 150/10/6 кВ «ПЛМ» у 2026 р;
- технічне переоснащення трансформаторної підстанції ПС 154/10/6 кВ «ПЛМ» з організацією ПРВВ та АСДТК проектування виконати у 2022р, роботи виконати – 2023р.

2. Технічне переоснащення ПС «Наклонствольна 150/6 кВ»

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії;
- 8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;
- 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

Підстанція 150/6 кВ «Наклонствольна» розташована в м. Кривий Ріг, вул. Бикова, 24. Підстанція введена в експлуатацію у 1970 році з класом напруги 150/6 кВ.

На підстанції встановлено два силових трансформатори типу ТДГ-60000/150/6 кВ потужністю по 60 МВА кожний, короткозамикачі КЗ-220, масляні вимикачі МГГ-10 4000/750, розрядники вентильні РВС-150, відєднувачі ОД-220, лінійні роз'єднувачі РЛНД-220/1000, секційні роз'єднувачі РЛНД-220/1000, комірки 6 кВ з масляними вимикачами 6 кВ типів ВМП-10к, ВПМЕ-10, МГГ-10.

Від підстанції заживлені промислові об'єкти та населення міста:

- Споживачі 1 категорії - «Криворізька Теплоцентраль», КП «Швидкісний трамвай», ТОВ «Метро Кеш енд Кері Україна», ТОВ «Епіцентр-К», ВАТ «Криворізький залізничний комбінат», КП «Кривбасвітло», Криворізький ВГРЗ, КП

«Кривбасводоканал»;

– Споживачі II категорії – ТОВ «Сільпо Рітейл», ПАТ «Центральний ГЗК».

Обладнання ПС «Наклонноствольна» фізично застаріле, має корозію металевих частин та дефекти. За час експлуатації обладнання підстанції не модернізувалось.

Обладнання, що використовується дотепер в мережах 150, 6 кВ та підлягає повній чи частковій заміні, знаходиться в експлуатації тривалий термін (49 років), що викликає постійну небезпеку виходу його з ладу, і, як наслідок, зниження надійності подачі електроенергії населенню і підприємствам, збільшенню ризику травматизму виробничого персоналу, загрози екології на території енергооб'єкту.

Для досягнення поставлених цілей, заходом передбачається заміна фізично та морально зношеного обладнання на сучасне з покращеними технічними характеристиками, що в певній мірі зменшують витрати і збільшують доходи підприємства (скорочення втрат енергії безпосередньо в новому електрообладнанні, скорочення витрат на паливо через зменшення виїздів ремонтних бригад, покращення показників SAIDI та SAIFI в розподільній мережі).

Згідно Акту технічного опосвідчення електрообладнання ВРУ-150 кВ ПС «Наклонноствольна 150/6 кВ» Криворізьких РЕМ від 02.04.2019 року:

1. Опір ізоляції тяг з органічних матеріалів короткозамикача 220 кВ приєднання 1Т становить 730 Мом, приєднання 2Т – 740 Мом, при нормативному значенні ≥ 1000 Мом.
2. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих та нерухомих контактів на короткозамикачах 220кВ приєднання 1Т становить – 110 Н, приєднання 2Т – 120 Н, при нормативному значенні 196-294 Н, що свідчить про зношення контактної системи і може привести до оплавлення контактів та руйнування короткозамикача.
3. Оплавлення, наявність значних раковин на рухомих і нерухомих контактах відокремлювачів 220 кВ приєднань 1Т, 2Т приводить до збільшення перехідного опору контактної частини до значень 190 мкОм на приєднанні 1Т і 260 мкОм по приєднанні 2Т, при нормативному значенні ≤ 120 мкОм.
4. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих і нерухомих контактів на відокремлювачах 220 кВ приєднання 1Т становить – 120 Н, приєднання 2Т – 130 Н, при нормативному значенні 176-196 Н, що свідчить про зношення контактної системи і може привести до оплавлення контактів та руйнування відокремлювача.
5. На всіх роз'єднувачах 220 кВ спостерігається знос елементів механічної частини ізоляційних колонок і втрата пружинних властивостей контактів роз'єднувачів, що приводить до появи ненормативних люфтів і виникненню нагрівів контактної частини, що було виявлено на кріпленнях ламелей приєднань Л-143, Л-144 та перемичок 150 кВ.
6. Опір контактної системи робочих ножів роз'єднувачів 220 кВ типу РЛНД-220/1000 становить 260-330 мкОм, при нормативному значенні ≤ 120 мкОм.
7. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих і нерухомих контактів на роз'єднувачах 220 кВ становить 110-180 Н, при нормативному значенні не менше 392Н, що свідчить про знос контактної системи, що може привести до оплавлення контактів і руйнування роз'єднувача.
8. Механічний знос контактів ключів сигнальної автоматики (КСА) механізмів включення і відключення приводів відокремлювачів, короткозамикачів і роз'єднувачів 220 кВ.
9. Корозійне пошкодження тяг приводів в місцях їх приєднання до поворотних колонок і верхніх поворотних механізмів відокремлювачів, короткозамикачів і роз'єднувачів 220 кВ, що призводить до утворення люфтів в роботі приводу і ненадійному контакту основних ножів.
10. Спостерігається порушення армовочних швів опорних ізоляторів з утворенням мікротріщин у верхній і нижній частині ізоляторів відокремлювачів і роз'єднувачів 220 кВ, що може, при проведенні перемикань, призвести до втрати ізолятора, руйнуванню

обладнання, створенню аварійної ситуації на ПС і нанесення травм обслуговуючому персоналу.

11. На металоконструкціях порталів 150 кВ, стійках під обладнання, металевих поверхнях рам відокремлювачів і роз'єднувачів 220 кВ відбувається руйнування конструкцій через відсутність антикорозійного покриття.
12. На металевих смугах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутнє антикорозійне покриття, корозійне пошкодження смуг заземлення складає 30%.
13. Корозійне пошкодження і розгерметизація ящиків приводів роз'єднувачів 220 кВ усіх приєднань, шаф вторинних ланцюгів РЗА складає 35%.
14. Залізобетонні стійки під обладнанням 150 кВ по всій поверхні мають поздовжні і поперечні тріщини шириною від 0,5 см до 2 см. І довжиною від 0,1 м до 0,5 м, раковини площею від 5 см² до 20 см².
15. Руйнування фундаментів під роз'єднувачі і розрядники всіх приєднань становить понад 60%.
16. На ВРП-150 кВ на відокремлювачах і роз'єднувачах відсутнє електромагнітне блокування, призначене для попередження невірних дій з робочими і заземлюючими ножами на відокремлювачах і роз'єднувачах.
17. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле) призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв'язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками.
18. Термін експлуатації встановленого електрообладнання ВРП-150 кВ перевищує нормативний (25 років).

У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками відокремлювачів типу ВД-220, короткозамикачів типу КЗ-220 та роз'єднувачів типу РЛНД-220, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регульовальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних та поточних ремонтів вищезазначеного обладнання. Виконання позачергових капітальних та поточних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

Вищезазначені дефекти, які були виявлені при аналізі технічної документації, протоколів проведених вимірювань та візуальному огляді електрообладнання підстанції суперечать вимогам нормативних документів, а саме:

1. Порушення п. 15.1.1 «Вимірювання опору ізоляції тяг з органічних сполук» СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».
2. Порушення п.15.4.1 «Вимірювання опору контактної системи роз'єднувачів та відокремлювачів» СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».
3. Порушення п. 15.5 СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».
4. Перевищення нормативного терміну експлуатації електрообладнання відповідно до інструкцій заводів-виробників (25 років).
5. Порушення п. 4.2.23 «Правила улаштування електроустановок».

Для визначення технічного стану силових трансформаторів 1Т, 2Т на підстанції державним підприємством «Вінницький Експертно-технічний центр Держпраці України» було проведено експертизу і отримано висновок експертизи №05.09.04-003.20 від 03.01.2020 про необхідність заміни силових трансформаторів.

Для доведення до діючих норм та з метою підвищення надійності роботи захисту трансформаторів, підвищення надійності електропостачання споживачів, необхідно технічне переоснащення ПС з заміною комплектів КЗ-ВД 220 кВ на елегазові вимикачі 220 кВ. Проект розроблено в 2014 році ПАТ «ІТІ «Київоргбуд». ДП «ЖИЛКОМ» проведено експертизи:

- щодо розгляду кошторисної частини проектної документації (позитивний) по робочому проекту «Технічне переоснащення підстанції ПС 150/6 кВ «Наклонноствольна» м. Кривий ріг, Дніпропетровської обл.» від 21.11.2014 № 287;

- щодо розгляду проектної документації в частині міцності, надійності та довговічності об'єкту будівництва від 27.01.2015 № 6. За результатами розгляду проектна документація відповідає вихідним даним, розроблена з дотриманням вимог до міцності, надійності та довговічності об'єкту будівництва.

На ПС «Наклонноствольна» встановлена стаціонарна свинцево-кислотна акумуляторна батарея типу СК-6. Дана акумуляторна батарея характеризується великою вогнебезпечністю, постійним технічним обслуговуванням (доливання дистильованої води), кислотний електроліт негативно впливає на оточуюче середовище, низька енергетична щільність, великі габаритні розміри. Проектом заплановано встановлення нової акумуляторної батареї. Заплановано виконання робіт у 2023 році.

Проектом передбачається:

	2023 р.
<u>На стороні 150 кВ:</u>	
Заміна відокремлювачів та короткозамикачів 150 кВ на елегазові вимикачі типу GL313F1	2 компл.
Встановлення трансформаторів струму 150 кВ типу СА-170600/5А.	2 компл.
Заміна роз'єднувачів типу РЛНД-2-220/1000 на нові роз'єднувачі типу DTS.170.1000.A.IV. УХЛІ	4 шт.
Заміна вентильних розрядників типу РВМГ-150М на обмежувачі перенапруги типу РСАЗЕ-132L21E2M5	2 компл.
<u>На стороні 6 кВ:</u>	
Заміна трансформаторів струму 6 кВ 4000/5А на нові типу ТЛШ-10, 4000/5А	4 компл.
<u>Інші роботи:</u>	
Заміна РЗА силових трансформаторів на мікропроцесорні блоки захисту виробництва АВВ.	+
Заміна опорної та підвісної ізоляції на нову полімерну.	+
Заміна проводів та спусків ВРП-150 кВ.	+
Ремонт порталів ВРП-150 кВ.	+
Реконструкція зовнішнього освітлення ВРП-150 кВ з встановлення нових LED ліхтарів.	+
Реконструкція щита змінного струму 0,4 кВ в частині установки нових автоматів 0,4 кВ на існуючих панелях ліній.	+
Встановлення нового щита постійного струму типу ЩПТ-220-250УХЛІ з новою АКБ	+

Згідно з вимогами ПУЕ п.3.2.19 та листа НЕК «УКРЕНЕРГО» від 06.06.2019 №01/20515, на підстанціях вище 110 кВ, необхідно передбачити організацію ПРБВ, що потребує розроблення додаткового проекту.

Згідно постанови НКРЕКП від 26.07.2013 №1029 «Про застосування стимулюючого регулювання при впровадженні господарської діяльності з розподілу е/е в терміни до 2023 року, виконати повне виконання плану заходів із забезпечення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг (зокрема шляхом створення систем реєстрації відключень в електричних мережах 6 - 150 кВ). Телемеханізованих приєднань на ПС «Наклонноствольна» та розроблених проектних рішень з впровадження комплексу АСДТК не має.

Для впровадження комплексу АСДТК та ПРБВ на ПС «Наклонноствольна 150/6 кВ» у 2020 році була розроблено завдання на проектування «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції ПС «Наклонноствольна 150/6 кВ» з організацією ПРБВ та АСДТК».

Роботи на ПС «Наклонноствольна 150/6 кВ» плануються виконувати:

- технічне переоснащення ПС «Наклонноствольна 150/6 кВ» у 2023 році;
- технічне переоснащення трансформаторної підстанції ПС «Наклонноствольна 150/6 кВ» з організацією ПРВВ та АСДТК проєктування виконати у 2022р., роботи виконати – 2023р.

3. Технічне переоснащення трансформаторної підстанції «ДШЗ-1»

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії;
- 6) зменшення впливу на навколишнє середовище;
- 8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;
- 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 311;

Підстанція розташована в м. Дніпро на території заводу ПрАТ «Інтер Мікро Дельта», в 1960-1966 роках будівництва. Підстанція прийнята у власність на підставі договору купівлі-продажу від ПАТ «ДТЕК ДНІПРООБЛЕНЕРГО» 29.11.2016. На підстанції встановлено два силових трансформатори 150/35/6 кВ по 25 МВА 1977 року виготовлення, від яких живиться ВРУ-35 кВ та закритий розподільний пристрій 6 кВ із двома секціями шин.

Споживачами є: ПАТ «ІнтерМікроДельта, ІНК», ДОЗСМ, «Промбудматеріали», міськводоканал, міські мережі, котельні, ЖЕК та інші юридичні особи.

Згідно Акту технічного опосвідчення електрообладнання ВРУ-150 кВ, ВРУ-35 кВ ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1» від 20.05.2017 року:

1.1. Трансформатори 1Т и 2Т типу ТДТНГ -25000/150/35/6 1977 виробництва. Трансформатори знаходяться в роботі 40 років, що значно перевищує допустимий строк експлуатації (25 років). В процесі довгострокової експлуатації трансформаторів погіршились їх технічні характеристики. Механічне пошкодження корпусу, корозія, часткова деформація деталей. Величина фізичного зносу складає 95%.

На трансформаторі 1Т виявлені наступні дефекти:

- Незадовільний стан приводу РПН;
- Теча масла з РПН;
- Теча масла з кріплення маслomorphicного скла розширювального баку трансформатора та РПН;
- Теча масла з вбудованих трансформаторів струму 150 кВ;
- Незадовільний стан ущільнювальної резини під кришкою трансформатора;
- Незадовільний стан ущільнювальної резини дискових затворів радіаторів, дискового затвору розширювального баку;
- Незадовільний стан металорукавів, кабелів вторинних ланцюгів релейного захисту і сигналізації трансформатора;
- Теча масла по резиновим ущільнювачам газового реле трансформатора;
- Теча масла із радіатора № 6; 10 (мікротріщини труби охолоджувача);
- Теча масла з ремонтних люків трансформатора;
- Теча масла з верхніх та нижніх ущільнювачів прохідних ізоляторів введів 6 кВ;
- Незадовільний стан дискових затворів радіаторів;

- Корпус трансформатора та радіатори замаслені та пошкоджені корозією;
- Незадовільний стан силікагелю у термосифонних фільтрах;

На трансформаторі 2Т виявлені наступні дефекти:

- Незадовільний стан приводу РПН;
- Теча масла з РПН;
- Теча масла з кріплення маслomorphicного скла розширювального баку трансформатора та РПН;
- Теча масла з вбудованих трансформаторів струму 150 кВ;
- Незадовільний стан ущільнювальної резини під кришкою трансформатора;
- Незадовільний стан ущільнювальної резини дискових затворів радіаторів, дискового затвору розширювального баку;
- Незадовільний стан металорукавів, кабелів вторинних ланцюгів релейного захисту і сигналізації трансформатора;
- Теча масла по резиновим ущільнювачам газового реле трансформатора;
- Теча масла із радіатора № 1, 3 (мікротріщини труби охолоджувача);
- Теча масла з ремонтних люків трансформатора;
- Теча масла з верхніх та нижніх ущільнювачів прохідних ізоляторів введів 6 кВ;
- Незадовільний стан дискових затворів радіаторів;
- Корпус трансформатора та радіатори замаслені та пошкоджені корозією.

1.2. На усіх роз'єднувачах 35 кВ спостерігається зношення елементів механічної частини ізоляційних колонок і втрата пружинних властивостей контактів роз'єднувачів, що приводить до появи ненормативних люфтів і виникненню нагріву контактної частини, що було виявлено на кріпленнях ламелей роз'єднувачів.

1.3. Опір контактної системи робочих ножів роз'єднувачів 35 кВ типу РНДЗ-35/1000 складає 220-390 мкОм, при нормативному значенні ≤ 120 мкОм.

1.4 Корозійне пошкодження тяг приводу в місцях їхнього приєднання до поворотних колонок і верхніх поворотних механізмів роз'єднувачів 35 кВ, що призводить до утворенню люфтів у роботі приводу і неповного входження контактів роз'єднувача.

1.5. Спостерігається порушення армовочних швів опорних ізоляторів з утворенням мікротрещин у верхній і нижній частині ізоляторів роз'єднувачів 35 кВ, що при проведенні оперативних перемикач може привести до поломки ізолятора, руйнування обладнання, створенню аварійної ситуації на ПС та нанесенню травм обслуговуючому персоналу.

1.6. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих та нерухомих контактів роз'єднувачів 35 кВ складає від 110 Н до 126 при нормативному значенні не менше 176 Н, це свідчить про зношення контактної системи, що може привести до оплавлення контактів та руйнування роз'єднувача.

1.7. Опір ізоляції тяг з органічних матеріалів короткозамикача (КЗ) 220 кВ приєднання 2Т складає 730 Ом при нормативному значенні ≥ 1000 МОм.

1.8. Значення витяжних зусиль рухомих та нерухомих контактів КЗ приєднання 2Т складає 110Н при нормативному значенні 196-294Н.

1.9. Оплавлення, значні раковини на рухомих контактах і нерухомих контактах ОТ-2, що призводить до підвищення перехідного опору до значення 190 мкОм при нормативному значенні ≤ 120 мкОм.

1.10. На трансформаторах струму типу ТФЗМ -150, ТФЗМ-35, спостерігається:

- Теча масла між маслорозширювачем та фарфоровою покриткою;
- Теча масла з клемної зборки вторинних контактів;
- Зволоження сигнального силікагелю;
- Пошкодження повітряосушувача;
- Пошкодження маслопоказчика;
- Пошкодження фарфорового ізолятору ТС Л-426 фаза «В», ТС Л-423 фаза «А».

Що може привести до виходу з ладу ТС та створенню аварійної ситуації на ПС.

1.11. На металевих полосах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутнє антикорозійне покриття, корозією пошкодження полос заземлення складає 30%.

1.12. Корозійне пошкодження і розгерметизація ящиків приводів роз'єднувачів, вимикачів 150 кВ, 35 кВ, шаф ланцюгів РЗА складає 55%.

1.13. Залізобетонні стійки під обладнання 150 кВ, 35 кВ по усій поверхні мають продольні і поперечні тріщини шириною від 0,5 см до 5,3 см і довжиною від 0,1 м до 0,8 м, раковини площею від 5 см² до 20 см².

1.14. Обстеження вимикачів 35кВ типу МКП-35/1000, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ- 35кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 380 мкОм до 450 мкОм при нормативному значенні ≤ 310 мкОм.

Збільшення перехідного опору викликає додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів у з'єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ- 35кВ.

У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 35кВ, типу МКП-35, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регульовальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних ремонтів МВ- 35кВ. Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

1.15. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле) призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв'язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками.

1.16. Строк експлуатації встановленого обладнання перевищує нормативний (25 років).

2. Відповідність експлуатації нормативним документам

2.1. Порушення СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».

2.2. Перевищення нормативного строку експлуатації електрообладнання згідно інструкції заводів виробників (25 років).

Проведення поточних та капітальних ремонтів потребує значних капіталовкладень.

Необхідність заміни трансформаторів на ПС «ДШЗ-1» обумовлена виконанням в 2019 році робіт з перепідключення споживачів, які живились від ПС «ДШЗ-2» (в 2020 році ПС «ДШЗ-2» було відшиновано від мережі по стороні 150кВ), внаслідок чого навантаження ПС «ДШЗ-1» за результатами контрольних вимірів в режимні дні збільшилось з 7,4 МВт у 2018р. до 20,6 МВт у 2020р (табл. 4.1). Слід відзначити, що у 2015р. попереднім власником ПС «ДШЗ-1» була виконана заміна силових трансформаторів 40МВА на 25МВА. Згідно перспективи розвитку району очікується підключення нових споживачів та збільшення внаслідок цього навантажень ПС «ДШЗ-1» орієнтовно на 13,5 МВт. Для запобігання перевантаження трансформаторів у прогнозованому періоді у 2018 році ПАТ ПТІ «КІЇВОРГБУД» був розроблений проєкт «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції «ДШЗ-1», яким передбачається заміна силових трансформаторів потужністю 25 МВА на силові трансформатори потужністю 40 МВА. Збільшення потужності передбачено роботою за титулом «Актуалізація (коригування) «Схема перспективного розвитку електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «Центральна енергетична компанія» з техніко-економічною оцінкою переведу окремих вузлів на напругу 20 кВ» у 2026-2027 рр. та проєктом «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції «ДШЗ-1». Потужність трансформаторів буде уточнена при необхідності під час коригування проєкту з урахуванням фактичної приєднаної потужності та виданих ТУ перед виконання запланованого заходу.

ПАТ «ПТІ «Київоргбуд» в 2018 році розроблено проєкт «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 150/35/6 кВ «ДШЗ-1».

Планом розвитку заплановано на 2025р.:

1. Організація обліку по стороні 150 кВ:
 - виконується монтаж трансформаторів напруги ТН-150 кВ з литою ізоляцією, антирезонансного виконання, з підключенням їх через роз'єднувачі.
- 2 Реконструкція ВРУ-150 кВ:
 - реконструкція ВРУ-150 кВ (існуюча схема) змінюється на типову схему «два блоки лінія– трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою з боку ліній»;
 - спорудження нового ЗПК блочного типу з встановленням релейних панелей, щита власних потреб та шафи оперативного струму (ШОС);
 - заміна відокремлювача і короткозамикача на елегазовий вимикач 150 кВ типу LTB-170D1/B;
 - заміна трансформаторів струму 150 кВ типу ТФНД-150/600-1200 на 2 трифазних комплекта типу ІМВ -170 (ABB);
 - заміна обмежувачів напруги 150 на ОПН типу РСАЗЕ-132L21Е2М5 – 2 компл.;
 - заміна та монтаж роз'єднувачів 150 6 шт.;
 - встановлення трансформаторів напруги типу EMF 170 - 2 трифазних комплекти;
 - заміна порталів та ошиновки 150 кВ.
 - монтаж шафи КРУН-6 кВ з трансформаторами власних потреб;
 - Обладнання встановлюється на окремі фундаменти на металевих оцинкованих стійках. Виконати прокладання кабельних трас в наземних бетонних лотках.

Планом розвитку заплановано на 2027р.:

3. Заміна силового трансформатора 1Т типу ТДТН-25000/150 на новий трансформатор типу ТДТН-40000/150-У1 виробництва «Запоріжтрансформатор»:
 - Заміна, маслопроводу, маслоприймача;
 - заміна розрядників нейтралі трансформатора 1Т РВС35+20+15 на РСАЗ – 108L21Е2М5;
 - заміна заземлювача однополюсного ЗОН-150 на ЕСО-170.

Планом розвитку заплановано на 2026р.:

4. Заміна силового трансформатора 2Т типу ТДТН-25000/150 на новий трансформатор типу ТДТН-40000/150-У1 виробництва «Запоріжтрансформатор»:
 - Заміна, маслопроводу, маслоприймача;
 - заміна розрядників нейтралі трансформатора 1Т РВС35+20+15 на РСАЗ – 108L21Е2М5;
 - заміна заземлювача однополюсного ЗОН-150 на ЕСО-170.
 - реконструкція РЗА.

Планом розвитку заплановано на 2025р.:

5. Реконструкція ВРУ-35 кВ:
 - заміна порталів та ошиновки 35 кВ;
 - заміна масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні – 6 шт.;
 - заміна трансформаторів струму 35 кВ ТФМ-35 на ТРО-35 600/5 - 3 компл.;
 - встановлення 3 трифазних комплекта трансформаторів струму типу ТРО-35 600/5 та 2 трифазних комплектів типу ТЮ-35кВ;
 - заміна (встановлення) роз'єднувачів 35 кВ – 16 шт.;
 - встановлення трансформаторів напруги – 2 компл.;
- Обладнання встановлюється на окремі фундаменти на металевих оцинкованих стійках. Виконати прокладання кабельних трас в наземних бетонних лотках.
6. Телемеханізація підстанції:
 - телесигналізація положення вимикачів 150,35 кВ;
 - телеуправління вимикачами 150,35 кВ;
 - телевимірювання навантаження силових трансформаторів, навантаження ліній 150,

35 кВ, телевимірювання напруги всіх секцій шин 150, 35 кВ.

Для підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж компанії, забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії необхідно виконати технічне переоснащення підстанції з заміною обладнання ВРУ-150/35 кВ у 2025-2027 рр.

4. Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 154/35/6 кВ «КПО»

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії;
- 5) розробка планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо);
- 8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;
- 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

ПС-154/35/6 кВ «КПО» - двотрансформаторна підстанція, яка розташована в м. Дніпро. Від підстанції заживлена значна частина інфраструктури міста, промислові об'єкти. Введена в експлуатацію в 1966 році.

Споживачами є: промислові об'єкти та населення Шевченківського району м. Дніпро.

На підстанції встановлено два силових трансформатори по 25 МВА, від яких живиться відкритий розподільний пристрій 35 кВ із двома системами шин 35 кВ і два закритих розподільних пристрої з 4-ма секціями шин 6 кВ.

На підстанції виконано заміну від'єднувачів 150 кВ на елегазові вимикачі. Решта комутаційного обладнання не модернізувалось.

Метою проведення заходу є підвищення надійності електропостачання, зменшення шкідливого впливу на екологічне середовище, ризику травматизму виробничого персоналу, перерв в електропостачанні, експлуатаційних витрат на обслуговування обладнання та покращення показників SAIDI та SAIFI.

Обладнання, що використовується дотепер в мережах 150 кВ та підлягає повній заміні, знаходиться в експлуатації тривалий термін (50 років), що викликає постійну небезпеку виходу його з ладу, і, як наслідок сприяє зниженню надійності подачі електроенергії збільшенню ризику травматизму виробничого персоналу, загрози екології на території енергооб'єкту.

Для досягнення поставлених цілей, заходом передбачається заміна фізично та морально зношеного обладнання на сучасне з покращеними технічними характеристиками, що в певній мірі зменшують витрати і збільшують доходи підприємства (скорочення витрат енергії безпосередньо в новому електрообладнанні, підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж компанії, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, покращення показників SAIDI та SAIFI в розподільній мережі).

Згідно акту технічного опосвідчення обладнання ПС-154/35/6 кВ «КПО» від 19.05.2017 року:

1. У процесі перевірки були виявлені наступні зауваження:

1.1. Трансформатори 1Т и 2Т типу ТДТНГ -25000/150/35/6 1966,1969 року виробництва. Трансформатори знаходяться в роботі 51 та 48 років, що значно перевищує допустимий строк експлуатації (25 років). В процесі довгострокової експлуатації трансформаторів погіршилися їх технічні характеристики. Механічне пошкодження корпусу, корозія, часткова деформація деталей. Величина фізичного зносу складає 85%.

На трансформаторі 1Т виявлені наступні дефекти:

- Незадовільний стан герметичних маслонаповнених вводів 150 кВ (ГМТА-45-150/630 У1). Порушена герметичність між вводом і баком трансформатора, пошкоджені сільфони;
- Опір постійного струму обмоток 150 і 35 кВ не відповідає нормі. Розходження по фазам більше 2%;
- В трансформаторі, згідно паспортних даних при навантаженні і розрахунковій температурі навколишнього середовища, температура масла на 10-15°C більша нормативної. На трансформаторі встановлені додаткові вентилятори охолодження.
- Розгерметизація з бака трансформатора в РПН);
- Підвищена вібрація корпусу трансформатора;
- Незадовільний стан приводу РПН;
- Теча масла з РПН;
- Теча масла з кріплення масломірного скла розширювального баку трансформатора та РПН;
- Теча масла з вбудованих трансформаторів струму 150 кВ;
- Незадовільний стан ущільнювальної резини під кришкою трансформатора;
- Незадовільний стан ущільнювальної резини дискових затворів радіаторів, дискового затвору розширювального баку;
- Незадовільний стан металорукавів, кабелів вторинних ланцюгів релейного захисту і сигналізації трансформатора;
- Теча масла по резиновим ущільнювачам газового реле трансформатора;
- Теча масла із радіатора № 6; 10 (мікротріщини труби охолоджувача);
- Теча масла з ремонтних люків трансформатора;
- Теча масла з верхніх та нижніх ущільнювачів прохідних ізоляторів вводів 6 кВ;
- Незадовільний стан дискових затворів радіаторів;
- Корпус трансформатора та радіатори замаслені та пошкоджені корозією;
- Незадовільний стан силікагелю у термосифонних фільтрах;

На трансформаторі 2Т виявлені наступні дефекти:

- Незадовільний стан герметичних маслонаповнених вводів 150 кВ (ГМТА-45-150/630 У1). Порушена герметичність між вводом і баком трансформатора, пошкоджені сільфони;
- Підвищена вібрація корпусу трансформатора;
- Теча масла з РПН;
- Теча масла з кріплення масломірного скла розширювального баку трансформатора та РПН;
- Теча масла з вбудованих трансформаторів струму 150 кВ;
- Незадовільний стан ущільнювальної резини під кришкою трансформатора;
- Незадовільний стан ущільнювальної резини дискових затворів радіаторів, дискового затвору розширювального баку;
- Незадовільний стан металорукавів, кабелів вторинних ланцюгів релейного захисту і сигналізації трансформатора;
- Теча масла по резиновим ущільнювачам газового реле трансформатора;
- Теча масла із радіатора № 2,3,4,5,7 (мікротріщини труби охолоджувача);
- Теча масла з ремонтних люків трансформатора;

- Теча масла з верхніх та нижніх ущільнювачів прохідних ізоляторів вводів 6 кВ;
 - Незадовільний стан дискових затворів радіаторів;
 - Корпус трансформатора та радіатори замаслені та пошкоджені корозією;
- 1.2. На усіх роз'єднувачах 35 кВ спостерігається зношення елементів механічної частини ізоляційних колонок і втрата пружинних властивостей контактів роз'єднувачів, що приводить до появи ненормативних люфтів і виникненню нагріву контактної частини, що було виявлено на кріпленнях ламелей роз'єднувачів.
- 1.3. Опір контактної системи робочих ножів роз'єднувачів 35 кВ типу РНДЗ-35/1000 складає 210-380 мкОм, при нормативному значенні ≤ 120 мкОм.
- 1.4 Корозійне пошкодження тяг приводу в місцях їхнього приєднання до поворотних колонок і верхніх поворотних механізмів роз'єднувачів 35 кВ, що призводить до утворенню люфтів у роботі приводу і неповного входження контактів роз'єднувача.
- 1.5. Спостерігається порушення армовочних швів опорних ізоляторів з утворенням мікротрещин у верхній і нижній частині ізоляторів роз'єднувачів 35 кВ, що при проведенні оперативних перемикачів може привести до поломки ізолятора, руйнування обладнання, створенню аварійної ситуації на ПС та нанесенню травм обслуговуючому персоналу.
- 1.6. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих та нерухомих контактів роз'єднувачів 35 кВ складає від 110 Н до 126 при нормативному значенні не менше 176 Н, це свідчить про зношення контактної системи, що може привести до оплавлення контактів та руйнування роз'єднувача.
- 1.7. На трансформаторах струму типу ТФЗМ -150, ТФЗМ-35, спостерігається:
- Теча масла між маслорозширювачем та фарфоровою покришкою;
 - Теча масла з клемної зборки вторинних контактів;
 - Зволоження сигнального силікагелю;
 - Пошкодження повітряосушувача;
 - Пошкодження маслопокажчика;
 - Пошкодження фарфорового ізолятора ТС Л-514 фаза «В», ТС Л-517 фаза «А».
- Що може привести до виходу з ладу ТС та створенню аварійної ситуації на ПС.
- 1.8. На вентильних розрядниках типу РВМГ-150 спостерігається:
- Зниження тиску всередині розрядника;
 - Часткове зволоження шунтуючих резисторів;
- 1.9 На металевих полосах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутнє антикорозійне покриття, корозією пошкодження полос заземлення складає 30%.
- 1.10. Корозійне пошкодження і розгерметизація ящиків приводів роз'єднувачів, вимикачів 150 кВ, 35 кВ, шаф ланцюгів РЗА складає 55%.
- 1.11. Залізобетонні стійки під обладнання 150 кВ, 35 кВ по усій поверхні мають продольні і поперечні тріщини шириною від 0,5 см до 5,3 см і довжиною від 0,1 м до 0,8 м, раковини площею від 5 см² до 20 см².
- 1.12. Обстеження вимикачів 6 кВ типу ВМП-10, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ-6 кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 100 мкОм до 140 мкОм при нормативному значенні ≤ 55 мкОм.
- Збільшення перехідного опору викликає додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів у з'єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ- 6 кВ.

У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 6 кВ, типу ВМП-10, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами

виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регульовальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних ремонтів МВ-6 кВ. Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

1.13. Обстеження вимикачів 35 кВ типу МКП-35/1000, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ-35 кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 380 мкОм до 450 мкОм при нормативному значенні ≤ 310 мкОм.

Збільшення перехідного опору викликає додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів у з'єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ-35 кВ.

У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 35 кВ, типу МКП-35, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регульовальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних ремонтів МВ-35 кВ. Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

1.14. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле) призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв'язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками.

1.15 Строк експлуатації встановленого обладнання перевищує нормативний (25 років).

2. Відповідність експлуатації нормативним документам:

2.1. Порушення СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробувань електрообладнання».

2.2. Перевищення нормативного строку експлуатації електрообладнання згідно інструкції заводів виробників (25 років).

Трансформатори 1Т і 2Т типу ТДТНГ-25000/150/35/6 1966 виробництва знаходяться в роботі більше 50 років, що значно перевищує допустимий строк експлуатації. В процесі довгострокової експлуатації трансформаторів погіршилися їх технічні характеристики. Механічне пошкодження корпусу, корозія, часткова деформація деталей. Величина фізичного зносу складає 85%. Незадовільний стан герметичних маслонаповнених вводів 150 кВ (ГМТА-45-150/630 У1). Порушена герметичність між вводом і баком трансформатора, пошкоджені сільфони. Опір постійному струму обмоток 150 і 35 кВ не відповідає нормі. Розходження по фазам більше 2%. В трансформаторі, згідно паспортних даних, при навантаженні і розрахунковій температурі навколишнього середовища, температура масла на 10-15С більша нормативної. На трансформаторах встановлені додаткові вентилятори охолодження. Підвищена вібрація корпусу трансформаторів. Незадовільний стан приводу РПН.

У процесі аналізу технічного стану трансформаторів, фундаментів та маслоприймачів трансформаторів 1Т, 2Т, було виявлено розтріскування бетонних стінок фундаментів, руйнування труб для відводу масла, розтріскування основних конструкцій фундаментів. Враховуючи вищезазначене, проектом передбачено роботи з демонтажу та монтажу нових фундаментів, маслоприймачів під нові силові трансформатори 1Т, 2Т.

Враховуючи вищезазначене електротехнічною лабораторією ТОВ «НВП «Енергорішення» було проведено комплексі високовольтні вимірювання та випробування силових трансформаторів 1Т - ТДТНГ-25000/150/35/6 кВ зав. № 67485, 1966 року виробництва, 2Т - ТДТНГ-25000/150/35/6 кВ зав. № 77771, 1969 року виробництва. На основі протоколів ТОВ «Енергорішення» ДП «Вінницький експертно-технічний центр держпраці» було проведено експертизу і отримано висновки №05.09.04-123.17 «Щодо відповідності

обладнання підвищеної небезпеки, а саме силового трансформатора 1Т типу ТДТНГ-25000/150 зав. №67485 трансформаторної підстанції ПС-150/35/6 кВ «КПО» ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки», №05.09.04-124.17 «Щодо відповідності обладнання підвищеної небезпеки, а саме силового трансформатора 2Т типу ТДТНГ-25000/150 зав. №77771 трансформаторної підстанції ПС-150/35/6 кВ «КПО» ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки».

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформатора 1Т типу ТДТНГ-25000/150 зав. №67485, рік виготовлення 1966, Вінницьким ЕТЦ визначено, що трансформатор не відповідає вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки і знаходиться в незадовільному стані, а саме:

Трансформатор характеризується зносом компонентів активної частини з високим старінням основної ізоляції, експлуатується 26 років понад гарантований по надійності строк експлуатації (гарантований - 25 років, ГОСТ 11677-85 п.3.4).

Трансформатор має ознаки зволоження та забруднення твердої ізоляції $K_{абс} < 1.3$ (Протокол № 1-734 від 26.12.17р., РД 16.363-87, СОУ-Н МЕВ 40.1-2177681-64:2012 п.4.1.2).

Трансформатор характеризується зниженням показника якості ізоляції R60 на 84% відносно попередніх вимірювань (Протокол №1-734 від 26.12.17р. СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 п.8.3, п.8.4.)

Трансформатор характеризується зниженням міжлистової ізоляції активного матеріалу магнітопроводу, має збільшення втрат холостого ходу на 17% в порівнянні із заводськими даними (Протокол №1-736 від 26.12.17р.)

Трансформатор характеризується наявністю термічних дефектів в зоні низьких температур з негативним впливом на тверду ізоляцію, піролізом масла та старінням твердої ізоляції (Протокол №1-738 від 26.12.17р. СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 рис.2, п.7.2.2, п.8.1.3, п.8.1.4).

Трансформаторне масло бака контактора РПН має понаднормовий вміст газів C_2H_2 , C_2H_4 , характеризує старіння ізоляції (Протокол №1-739 від 26.12.17р., СОУ-Н ЕЕ 46.501.:2006 табл. 2, п.8.1.4)

Трансформаторне масло з баку трансформатора має понаднормативний вологовміст – 22,6 г/т та забруднення – 10 клас (Протокол 1-740 від 26.12.17р., ГОСТ 17216-2001 табл. 1, СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 табл. 48 п.10),,

Трансформаторне масло має значний вміст фуранових сполук – 1,19 мг/кг (Протокол №1-742 від 26.12.17р), тверда ізоляція трансформатора має ступінь полімеризації на рівні 296 од. (додаток А рис. 1 та п.5.1.1.1 СОУ-НН МЕВ 40.1-21677681-64:2012) і знаходиться в дефектному стані та не відповідає вимогам визначених нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки

Трансформатор знаходиться в незадовільному технічному стані та підлягає виведенню з експлуатації.

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформатора 2Т типу ТДТНГ-25000/150 зав. №67485, рік виготовлення 1966, Вінницьким ЕТЦ визначено, що трансформатор не відповідає вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки і знаходиться в незадовільному стані, а саме:

Трансформатор характеризується зносом компонентів активної частини з підвищеним старінням основної ізоляції, експлуатується 23 роки понад гарантований по надійності строк експлуатації (гарантований – 25 років, ГОСТ 11677-85 п.3.4).

Обмотки СН мають відхилення опору постійному струму між фазами більше 2% в усіх положеннях ПБВ (Протокол №1-721 від 20.12.17р., СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 п.8.3, п.8.4).

Трансформатор має ознаки зволоження та забруднення твердої ізоляції, $K_{абс} < 1.3$ (Протокол №1-722 від 20.12.17р., РД 16.363-87, СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-64:2012 п.4.1.2).

Трансформатор характеризується зниженням показника якості ізоляції R₆₀ на 45% відносно попередніх вимірювань (Протокол №1-722 від 20.12.17р., СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 п.8.3, п.8.4).

Трансформатор характеризується пошкодженням міжлистової ізоляції активного матеріалу магнітопроводу, має збільшення втрат холостого ходу на 141% в порівнянні із заводськими даними (Протокол №1-724 від 20.12.17р.)

Трансформатор характеризується наявністю термічних дефектів в зоні середніх температур з негативним впливом на тверду ізоляцію, частковими розрядами, іскрінням, піролізом масла та старінням твердої ізоляції (Протокол №1-726 від 20.12.17р., СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 рис.2, п.7.2.2, п.7.3, п.8.1.1, п.8.1.2, п.8.1.3, п.8.1.4).

Трансформаторне масло бака контактора РПН має понаднормативний вміст C_2H_2 , C_2H_4 , характеризує старіння ізоляції (Протокол №1-727 від 20.12.17р., СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 табл.2, п.8.1.4).

Трансформаторне масло бака трансформатора має забруднення – 10 клас (Протокол №1-728 від 20.12.17р., ГОСТ 17216-2001 табл.1).

Трансформаторне масло має вміст фуранових сполук – 0,99 мг/кг (протокол №1-730 від 20.12.17р.), тверда ізоляція трансформатора має ступінь полімеризації на рівні 314 од (додаток А рис.1 та п.5.1.1.1 СОУ-НН МЕР 40.1-21677681-64:2012) і знаходиться в дефектному стані та не відповідає вимогам визначених нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки.

Трансформатор знаходиться в незадовільному технічному стані та підлягає виведенню з експлуатації.

У зв'язку з руйнуванням порталів 150, 35 кВ (відлущування бетону, оголення арматури), що може призвести до аварійної ситуації, виникає необхідність їх демонтажу та встановлення нових порталів.

Для організації обліку електроенергії по стороні 150 кВ, необхідно встановити нові трансформатори напруги та трансформатори струму. На стороні 35 кВ встановлені трансформатори напруги типу ЗНОМ-35, що знаходяться в експлуатації з 1966 року. Трансформатори напруги значно перевищили свій строк експлуатації. Були виявлені дефекти маслопоказчика, теча масла між корпусом та кришкою, теча масла із клемної зборки вторинних кіл. ТН типу ЗНОМ-35 потребують значних капіталовкладень на проведення капітальних та поточних ремонтів та високу ступінь пожежонебезпечності. Враховуючи вищезазначене, планується заміна існуючих трансформаторів напруги на нові ТН з литою ізоляцією, антирезонансного виконання.

На ПС «КПО» знаходяться 7 масляних вимикачі типу МКП-35 1966 року випуску. Вимикачі вичерпали свій експлуатаційний ресурс, повністю амортизовані, фізично зношені, не забезпечують швидке та надійне відключення від дії релейного захисту, ненадійні в роботі, вимагають великих витрат на капітальний ремонт і експлуатаційне обслуговування, на сьогоднішній день зняті з експлуатації. Обстеження вимикачів 35 кВ типу МКП-35, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. Планується заміна вимикачів типу МКП-35 на нові вакуумні вимикачі.

При проведенні огляду роз'єднувачів 150, 35 кВ, були виявлені дефекти контактної частини головних ножів, заземлюючих ножів, погіршення стану опорної ізоляції (розтріскування опорних ізоляторів), розбалансування приводних тяг, збільшення перехідного опору головних контактів. Роз'єднувачі типу РНДЗ вичерпали свій термін експлуатації, потребують значних капітальних затрат на проведення поточних та капітальних ремонтів.

Обстеження вимикачів 6 кВ типу ВМП-10, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ-6 кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 100 мкОм до 140 мкОм при нормативному значенні ≤ 55 мкОм. Заміна масляних на вакуумні вимикачі 6кВ призведе до зменшення витрат на проведення їх ремонтів – капітальний ремонт. З моральним старінням елементної бази систем РзіА виникає проблема їх експлуатації. У зв'язку зі зняття з виробництва заводами-виробниками існуючої елементної бази систем РЗА, виникає необхідність їх заміни на нові мікропроцесорні блоки.

Використання мікропроцесорних реле підвищує чутливість, швидкодію, що в свою чергу підвищує надійність роботи систем захисту та подовжує час експлуатації електрообладнання.

Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії планується технічне переоснащення ПС з заміною обладнання та порталів ВРУ-150 кВ, ВРУ-35 кВ, організація обліку по стороні 150, 35 кВ, телемеханіки та телеуправління.

Телемеханізація підстанції дозволяє збирати, передавати інформацію про функціонування об'єктів електричної мережі, а також передавати команди диспетчерського управління, поліпшити загальну надійність енергосистеми і підвищується якість обслуговування споживачів.

Згідно проведеного аналізу досліджених режимів в електричних мережах 35 – 150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на 2021 рік з урахуванням існуючого та прогнозного завантаження в аварійному, ремонтному режимі завантаження трансформатору в зимовий період 131%. По розрахункам на перспективу силові трансформатори на ПС-154/35/6 кВ «КПО» потребують заміни на більшу потужність, що підтверджено проектним рішенням.

В 2018 році ТОВ «Харківпроменерго» розроблено проєкт «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 154/35/6 кВ «КПО».

Роботи по технічному переоснащенню плануються у 2026 році.

Згідно проєкту передбачається:

На стороні 150 кВ:

- Заміна силових трансформаторів 1Т, 2Т типу ТДТНГ-25000/150 У1 на трансформатори виробництва ПАТ «ЗТР» типу ТДТН-40000/150 У1;
- Заміна роз'єднувача 150 кВ – 6 шт.;
- Заміна трансформаторів струму 150 кВ: заміна 6 шт. типу ТФЗМ-150А-ІУ1 на 3 шт. типу ІМВ-170 та на 3 шт. типу СА-170;
- Встановлення додатково триполюсного роз'єднувача 150 кВ типу DTS.170.1000.C.IV. УХЛ1 в кількості 2 шт.;
- Встановлення 6 шт. трансформаторів напруги типу EMF 170;
- Встановлення опорних ізоляторів 150 кВ та обмежувачів перенапруги типу BOW-РСА3-132 L1E1M4 в кількості 2 трифазних комплектів.

На стороні 35 кВ:

- Встановлення обмежувачів перенапруги 35 кВ типу ОСР2-41М-NNN- 4 трифазних комплекти;
- Заміна роз'єднувачів 35 кВ – 26 шт.;
- Заміна реакторів трифазного комплексу типу ЗРОМ-550/35 на триазний комплект типу ASR 1.0P;
- Заміна вимикачів 35 кВ типу МКП-35-1000 У1 на вакуумні 7 шт.
- Заміна трансформаторів струмів 35 кВ 8 шт. типу ТФЗМ-35А-У1 на типу СХЕ-36;
- Заміна трансформаторів напруги 35 кВ 6 шт. типу НОМ-35-66 У1.

На стороні 6 кВ:

- Заміна масляних вимикачів 6 кВ: заміна 33 шт. на вакуумні;
- Заміна трансформаторів струму 6 кВ загальною кількістю 82 шт.;
- Заміна трансформаторів напруги 6 кВ: заміна 6 шт.;
- Встановлення обмежувачів перенапруги нелінійних типу ОПНп-6/7,2/10/550 УХЛ1 - 114 шт.;
- Встановлення шість ізоляторів ИОС-20-2000 УХЛ1 та три обмежувачі перенапруги 6 кВ ОСР2-08S-NNN – 2 шт.
- Ремонт будівлі ЗРУ-6 кВ, ОПУ.
- Реконструкція РЗА.
- Телемеханізація, телеуправління підстанції, АСКОЕ.

Згідно з вимогами ПУЕ п.3.2.19 та листа НЕК «УКРЕНЕРГО» від 06.06.2019 №01/20515, на підстанціях вище 110 кВ, необхідно передбачити організацію ПРВВ, що потребує розроблення додаткового проекту.

Для впровадження комплексу ПРВВ на ПС ПС-154/35/6 кВ «КПО» у 2020 році була розроблено завдання на проектування «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції ПС-154/35/6 кВ «КПО» з організацією ПРВВ».

Роботи на ПС-154/35/6 кВ «КПО» плануються виконувати:

- Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 154/35/6 кВ «КПО» у 2026 році;
- технічне переоснащення трансформаторної підстанції ПС 154/35/6 кВ «КПО» з організацією ПРВВ проектування виконати у 2025р., роботи виконати – 2026р.

5. Реконструкція схеми живлення м. Жовті Води з підвищенням надійності. Реконструкція підстанції 35/6 "С-35".

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 5) розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо);
- 8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;
- 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

Підстанція «Північна-35» була перейменована на ПС «С-35» 35/6 кВ у 2015 році.

ПС «С-35» 35/6 кВ однострансформаторна підстанція, яка розташована в місті Жовті Води Дніпропетровської області. Підстанція була введена в експлуатацію 1988 року.

Схема електричних з'єднань підстанції:

- по стороні 35 кВ – блок «лінія-трансформатор з вимикачем»;
- по стороні 6 кВ – «одна секційована вимикачем система шин».

Підстанція заживлена по лінії 35 кВ Л-331 від 2 секції 35 кВ ПС «Нова» ТОВ «Восток-Руда». Резервне живлення організовано двома лініями 6 кВ від РП-6 кВ комірка №3, №4 ПС «Нова» ТОВ «Восток-Руда». На підстанції встановлено один силовий трансформатор. У 2020 було виконано заміну силового трансформатору на ТМН-4000/35.

У 2011 році на підстанції проведено реконструкцію ВРП-35 кВ та встановлено роз'єднувач РДЗ-16-35/1000, ТС ТФЗМ-35А, вимикач ВР-35 НС, замінені комірочки КРУН 6 кВ на нові КРУН типу К-59 з вакуумними вимикачами ВВ/TEL-10, ОПН 6кВ КР/TEL, ТН НАМІ-6, ТС ТОЛ-10, ТВП ТСКС-25/6/0,4.

Основні споживачі, що підключені до ПС «С-35» 35/6 кВ через мережі ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»: населення міста Жовті Води, міська лікарня (хірургія, реанімація, травматологія), школи, дитячі садки, училища, університет, військкомат, Укртелеком, прокуратура, міськрада, СБУ, пенсій фонд, притулок, магазини та інші об'єкти життєдіяльності міста. П'ять тисяч абонентів неможливо заживити від інших ТП, РП. Більша частина населення, яке отримує електроенергію від ПС «С-35» 35/6 кВ переведено на електроопалення.

Споживачі 1 категорії – 2 шт. (КП «ЖВК», ДОР, СМСЧ-9). Споживачі соціально значимі - 10 шт. (державні установи, навчальні заклади, дитячі садки). Побутові споживачі – 4549 абонентів. Юридичні споживачі 3 категорії – 145 шт.

Загальна кількість підключених ТП – 33 шт.

ПС «Нова» знаходиться на балансі ТОВ «Восток Руда». Підприємство не проводить господарську діяльність близько трьох років. Ремонтні роботи та технічне обслуговування обладнання ПС «Нова» не проводиться, оперативний персонал відсутній. Підприємство «Восток-Руда» являється боржником АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» за поставлену електричну енергію. З 2016 року неодноразово мало місце відключення ПС «Нова» зі сторони АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» за борги, що в свою чергу призвело до повного знеструмлення ПС «С-35» 35/6 кВ та споживачів, які заживлені від підстанції. За останні роки значна частина населення міста перейшла на індивідуальне електроопалення, що призвело до значного збільшення навантаження в розподільних мережах 6 кВ в зимовий період, і як наслідок виросла кількість аварійних відключень зі збільшенням часу перерв в електропостачанні споживачів.

Мережі ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» не можуть забезпечити резервне живлення усім абонентам, які підключені від ПС «С-35» 35/6 кВ.

Згідно рекомендацій Головерженергонагляду, які надані листом від 15.07.2016 року № 01/10-3774 на Міненерговугілля, а саме: «Держенергонагляд пропонує звернути увагу ПрАТ «ПЕЕМ «Центральна енергетична компанія» на необхідність внесення до інвестиційної програми товариства робіт з проєктування змін в існуючу схему розподільчих мереж м. Жовті Води» та проханням Жовтоводської міської ради листами від 06.01.2021 №1/1-23-01-12 та від 03.03.2021 №1/1-386-61-12 щодо перепідключення ПС «С-35» 35/6 кВ для гарантування надійного та безперебійного електропостачання споживачів міста Жовті Води.

З метою підвищення надійності електропостачання та безаварійної роботи електричних мереж компанії, враховуючи наявність споживачів 1 категорії, збільшення пропускної здатності підстанції, створення можливості розвитку району, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії, зменшення шкідливого впливу на екологічне середовище, покращення показників SAIDI та SAIFI було прийнято рішення розробити проєктно-кошторисну документацію.

Для забезпечення сталого функціонування підстанції, виконання рекомендацій Головерженергонагляду, ТОВ «Харківпроменерго» у 2016 році розроблено проєктно-кошторисну документацію «Реконструкція підстанції 35/6 кВ «С-35» м. Жовті Води, Дніпропетровської області» з встановленням другого трансформатора та монтажем другої секції 6 кВ. У 2021 р. корегування проєкту на: «Реконструкція схеми живлення м. Жовті Води з підвищенням надійності» (ПКД затверджена наказом ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» від 22.06.2021 209/010.02-02).

Планом розвитку заплановано у 2022 році:

На стороні 35-6 кВ:

- Встановлення нового силового трансформатора 2Т типу ТМН-4000/35/6 виробництва ПрАТ «ЗТР».
- Монтаж нової 2 секції 35 кВ з встановленням вакуумного вимикача – 1 шт., роз'єднувачів – 5 шт., ОПН – 3 шт., трансформатору напруги та трансформаторів струму.
- Встановлення шафи вводу КРПЗ 6кВ з вимикачем ВВ/TEL-10-20/1000 -1 шт.; шафи кабельної лінії КРПЗ 6кВ з вимикачем ВВ/TEL-10-20/630 – 4 шт.;
- Встановлення трансформатра власних потреб 25 кВА ТСКС-25/6/0,4 – 1 шт.;
- Встановлення обмежувачів перенапруги типу КР/TEL-6/6,9 – 3 шт.;
- Встановлення пристроїв компенсації ємнісних струмів;
- Заміна трансформаторів струмів 6 кВ: заміна 3 шт. типу ТОЛ-10 на 3 шт. типу ТОЛ-10 600/5 (0,5/10Р/10Р);
- Монтаж нових залізобетонних кабельних лотків для прокладання кабелів вторинної комутації 1, 2 секції 35 кВ.

- Телемеханізація підстанції, РЗА силових трансформаторів 1Т, 2Т на базі мікропроцесорних блоків захисту виробництва SchneiderElectric.
- Реконструкція зовнішнього освітлення ВРП-35 кВ з встановлення нових LED ліхтарів.
- Будівництво двокової ЛЕП-35 кВ та перепідключення ПС «С-35»35/6 кВ до ПЛ-35 кВ Л-К-31, Л-К-32 ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК». Це дозволить забезпечити створення більш гнучкої схеми ПС «С-35»35/6 кВ м. Жовті Води підвищити надійність електропостачання, збільшити пропускну спроможність підстанції.

Прийняті в проєкті технічні рішення враховують передовий досвід вітчизняного будівництва, а також забезпечують дотримання всіх заходів з охорони навколишнього природного середовища.

Економічні показники, надійність та якість обладнання, що приймається до установки, в тому числі – іноземного виробництва, а також технічні рішення, що застосовані в проєкті, підтверджують їх відповідність останнім досягненням вітчизняної та іноземної техніки.

Тобто в результаті компанія забезпечить суттєве підвищення надійності та якісне електропостачання споживачів міста відповідно до категорійності їх струмоприймачів.

Орієнтовний термін виконання робіт 2022р.

6. Технічне переоснащення трансформаторної підстанції ПС-35/6 кВ «Молзавод»

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;

5) розробку планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо);

8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;

9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

Підстанція розташована в м. Нікополь Дніпропетровської області. На ПС-35/6 кВ «Молзавод» встановлений один трансформатор 2,5 МВА, від якого живиться закритий розподільний пристрій 6 кВ із однією секцією шин.

Від ЗРУ-6 кВ підстанції здійснюється електропостачання 17 шт. ТП НРЕМ АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» та 4 шт. ТП – юридичних та побутових споживачів. Від ТП НРЕМ АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» отримують живлення п'ять соціально важливих споживачів.

Споживачами є Нікопольська міська електромережа, «Молзавод».

В зв'язку з переходом міста на електроопалення, значно збільшилась потужність. Для підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж, забезпечення споживачів, в тому числі важливих соціальних об'єктів, якісними параметрами електричної енергії необхідно виконати технічне переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ, з заміною силового трансформатора, організацією обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління.

Згідно акту технічного опосвідчення від 11.03.2019 року:

1. На роз'єднувачі 35 кВ Л-377-0 типу РНДЗ-2-35/630 У1 спостерігається зношення елементів механічної частини ізоляційних колонок і втрата пружинних властивостей контактів

роз'єднувачів, що приводить к появі ненормативних люфтів і виникненню нагріву контактної частини, що було виявлено на кріпленнях ламелей роз'єднувачів.

2. Опір контактної системи робочих ножів роз'єднувача 35 кВ Л-377-0 типу РНДЗ-2-35/630 У1 складає від 210 мкОм до 380 мкОм, при нормативному значенні ≤ 120 мкОм.

3. Корозійне пошкодження тяг приводу в місцях їхнього приєднання до поворотних колонок і верхніх поворотних механізмів роз'єднувачів 35 кВ, що призводить до утворенню люфтів у роботі приводу і неповного входження контактів роз'єднувача.

4. Спостерігається порушення армовочних швів опорних ізоляторів з утворенням мікротрещин у верхній і нижній частині ізоляторів роз'єднувачів 35 кВ, що при проведенні оперативних перемикачів може привести до поломки ізолятора, руйнування обладнання, створенню аварійної ситуації на ПС та нанесенню травм обслуговуючому персоналу.

5. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих та нерухомих контактів роз'єднувача 35 кВ Л-377-0 типу РНДЗ-35/630 У1 складає від 105Н до 148Н при нормативному значенні не менше 176 Н, це свідчить про зношення контактної системи, що може привести до оплавлення контактів та руйнування роз'єднувача.

6. На вентилях розрядника типу РВС-35 спостерігається:

- Зниження струму провідності до 175-185 мкА при нормативному значенні не менше 200 мкА;
- Пошкодження зовнішньої поверхні розрядника;
- Пошкодження реєстратора спрацювання.

7. На металевих полосах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутнє антикорозійне покриття, корозією пошкодження полос заземлення складає 30%.

8. Корозійне пошкодження і розгерметизація ящиків приводів роз'єднувачів, вимикачів 35 кВ, шаф ланцюгів РЗА складає 55%.

9. Залізобетонні стійки під обладнання 35 кВ по усій поверхні мають сколи і поперечні тріщини шириною від 0,5 см до 5,3 см і довжиною від 0,1 м до 0,8 м, раковини площею від 5 см² до 20 см².

10. Обстеження вимикачів 35кВ типу ВМП-35, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ- 35кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 350 мкОм до 470 мкОм при нормативному значенні ≤ 310 мкОм.

Збільшення перехідного опору викликає додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів у з'єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ-35кВ.

У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 35 кВ, типу ВМП-35, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регульовальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних ремонтів МВ-35 кВ. Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

11. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле) призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв'язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками.

12. Строк експлуатації встановленого обладнання перевищує нормативний (25 років).

Вищезазначені дефекти, які були виявлені при аналізі технічної документації, протоколів проведених вимірювань та візуальному огляді електрообладнання підстанції суперечать вимогам нормативних документів, а саме:

1. Порушення п.15.4.1 «Вимірювання опору контактної системи роз'єднувачів та відокремлювачів» СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».

2. Порушення п. 15.5 «Вимірювання витягувальних зусиль рухомих контактів з нерухомими» СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».
3. Порушення п. 4.2.23 «Правила улаштування електроустановок».
4. Перевищення нормативного терміну експлуатації електрообладнання відповідно до інструкцій заводів-виробників (25 років).

На основі протоколів ТОВ «Енергорішення» ДП «Вінницький експертно-технічний центр держпраці» було проведено експертизу і отримано висновок №05.09.04-127.17 «Щодо відповідності обладнання підвищеної небезпеки, а саме силового трансформатора 1Т трансформаторної підстанції ПС 35/6 кВ «Молзавод» ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки», а також висновку ТОВ «ЕНЕРГО ЛАЙН» та ТОВ «НВП "ЕНЕРГОРІШЕННЯ"» від 15.12.2020 №09-58-2020.

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформатора 1Т Вінницьким ЕТЦ визначено, що трансформатор не відповідає вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки і знаходиться в незадовільному стані, а також висновку ТОВ «ЕНЕРГО ЛАЙН» і ТОВ «НВП «ЕНЕРГОРІШЕННЯ» щодо проведення експертного обстеження трансформатора та надання висновку про необхідність заміни трансформатора.

Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж компанії, забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії планом розвитку передбачається технічне переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ, заміною силового трансформатора, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління.

В 2018 році ТОВ «Східенергопроект» розроблено проєкт «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ «Молзавод» (ПКД затверджена наказом ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» від 22.06.2021 209/010.02-02). На виконання вимог розділу V (Улаштування вузлів обліку та інших засобів комерційного обліку електричної енергії) Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затверджений Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 (в редакції Постанови НКРЕКП від 20.03.2020 № 716) проєктом передбачається виконання технічного переоснащення підстанції 35/6 кВ «Молзавод».

Планом розвитку заплановано у 2022 році:

На стороні 35 кВ:

- заміна силового трансформатора 1Т типу ТМ-2500/35 У1 на новий трансформатор типу ТМН-4000/35/6-У1;

У 2021 р буде виконано роботи по заміні обладнання ВРУ-35 кВ та ЗРУ-6 кВ, організація обліку 35 кВ та впровадження АСДТК

7. Технічне переоснащення трансформаторної підстанції ПС-35/6 кВ «Стрічка»

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 5) розробка планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо);
- 8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;
- 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

Підстанція розташована в м. Марганець Дніпропетровської області. Введена в експлуатацію в 1972 році.

На підстанції встановлено два силових трансформатори по 6,3 МВА, від яких живиться закритий розподільний пристрій 6 кВ із двома секціями шин.

Споживачами від підстанції є: промислові об'єкти та населення міста.

У 2010 році на підстанції була проведена реконструкція ВРП з заміною масляних вимикачів МВ-35 кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ типу ВР35НС-35-20/1600 У1 виробництва «РЗВА» м. Рівне. В 2015-2016 рр. виконано заміну силових трансформаторів 35/6 кВ, решта комутаційного обладнання не модернізувалась. Масляні вимикачі типу ВМП-10 з вбудованими морально та фізично застарілими пружинними приводами потребують заміни на нові вакуумні вимикачі.

Актом технічного опосвідчення обладнання ПС-35/6 кВ «Стрічка» від 22.05.2017 виявлено наступні зауваження:

1. Залізобетонні стійки під обладнання 35 кВ по усій поверхні мають продольні і поперечні тріщини шириною від 0,5 см до 5,3 см і довжиною від 0,1 м до 0,8 м, раковини площею від 5 см² до 20 см².

2. Обстеження вимикачів 6кВ типу ВМП-10к, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ-6кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 100 мкОм до 140 мкОм при нормативному значенні ≤ 55 мкОм.

Збільшення перехідного опору викликає додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів у з'єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ-6кВ.

У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 6кВ, типу ВМП-10К, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регульовальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних ремонтів МВ-6кВ. Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

3. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле) на приєднаних комірках 6 кВ призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв'язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками.

4. Строк експлуатації встановленого обладнання перевищує нормативний (25 років).

5. Відповідність експлуатації нормативним документам:

- Порушення СОУ-Н ЕЕ 20.302.-2007 «Норми випробувань електрообладнання».

- Перевищення нормативного строку експлуатації електрообладнання згідно інструкції заводів виробників (25 років).

6. Висновки.

Після проведення технічного аналізу стану обладнання ПС-35/6 кВ «Стрічка», комісія дійшла висновку:

- Обладнання ЗРУ-6 кВ підстанції вичерпало свій експлуатаційний ресурс;
- Знижена надійність електропостачання споживачів;
- Проведення поточних та капітальних ремонтів потребує значних капіталовкладень;
- Зношеність основних рухомих вузлів приводних механізмів основного комутаційного обладнання.

Для усунення зазначених вище дефектів, та організації обліку по стороні 35 кВ згідно Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311 (вузол обліку організовується власником електроустановок

відповідно до вимог Кодексу на межі балансової належності, а саме по рівню 35 кВ), необхідне технічне переоснащення ПС.

Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії планом розвитку передбачається технічне переоснащення ПС, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління, з заміною МВ на ВВ, ремонт будівлі підстанції.

На виконання вимог розділу V (Улаштування вузлів обліку та інших засобів комерційного обліку електричної енергії) Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затверджений Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 (в редакції Постанови НКРЕКП від 20.03.2020 № 716) проєктом в 2018 році ТОВ «Східенергопроект» розроблено проєкт «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ «Стрічка».

На стороні 35 кВ:

- заміна роз'єднувачів РДЗ-2-35/1000 на DTS-40.5.1000.C.IV.UXL1 – 2 компл.;
- монтаж роз'єднувачів 35 кВ типу DTS-40.5.1000.C.IV.UXL1 – 2 комплекта;
- монтаж трансформатора напруги 35 кВ типу ТЮ 7 35 кВ – 2 трифазних комплекта;
- монтаж обмежувачів перенапруги типу РВА2-54 L5 E2 M7 - 2 трифазних комплекта;
- монтаж трансформаторів струму 35 кВ типу ТРО 70.11 40.5 100/5 0.5s/10P/10P - 2 трифазних комплекта;

На стороні 6 кВ:

- заміна масляних вимикачів ВМП-10к на вакуумні вимикачі типу ВВ/TEL-10-20/630 – 9 шт.;
- заміна трансформаторів струму типу ТПЛ-10 на ТПЛУ-10 - 18 шт.;
- заміна трансформаторів напруги типу НТМІ-6 на НАМІ-Е-6 6000/100В 2 шт.;
- монтаж обмежувачів перенапруги типу ОСР2-08S-NNN - 2 трифазних комплекта;
- заміна трансформаторів власних потреб типу ТМ-63/6 на ТСЗ-63/6 – 2 шт.;
- монтаж опори шинної 10 кВ – 6 шт.
- організація автоматизованої системи керування з видачею сигналів на диспетчерський пункт;
- організація системи сигналізації пожежної та периметральної охорони.

Орієнтовний термін виконання робіт: **2024р.**

8. Технічне переоснащення тарнсформаторної підстанції «ЦЗ» 35/6 кВ

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;

8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;

9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

Підстанція розташована в смт. Губиниха-1, Новомосковського району, Дніпропетровської області. На підстанції встановлено два силових трансформатори по 4 МВА, від яких живиться закритий розподільний пристрій 6 кВ із двома секціями шин (ком. КСО-203 - 24 шт.).

Споживачами від ПС «ЦЗ» 35/6 кВ є населення, Губиниська селищна рада, ВАТ «Губиниський цукровий завод».

За час експлуатації комутаційне обладнання не модернізувалось.

Актом технічного опосвідчення обладнання ПС «ЦЗ» 35/6 кВ від 17.05.2017 були виявлені наступні зауваження:

1. Трансформатори 1Т, 2Т типу ТМН-4000/35-73У1, 35/61987-1988 року виробництва. Трансформатори знаходяться в роботі: 30 років, що значно перевищує допустимий строк експлуатації (25 років). В процесі довгострокової експлуатації трансформаторів погіршилися їх технічні характеристики. Механічне пошкодження корпусу, корозія, часткова деформація деталей.

На трансформаторі 1Т виявлені наступні дефекти:

- Незадовільний стан ущільнювальної резини під кришкою трансформатора;
- Незадовільний стан ущільнювальної резини дискових затворів радіаторів, дискового затвору розширювального баку;
- Незадовільний стан металорукавів, кабелів вторинних ланцюгів релейного захисту і сигналізації трансформатора;
- Теча масла по резиновим ущільнювачам газового реле трансформатора;
- Незадовільний стан дискових затворів радіаторів;
- Корпус трансформатора та радіатори замаслені та пошкоджені корозією;
- Незадовільний стан силікагелю у термосифонних фільтрах;
- Незадовільний стан щебеню під трансформатором.
- На трансформаторі 2Т виявлені наступні дефекти:
- Незадовільний стан ущільнювальної резини під кришкою трансформатора;
- Незадовільний стан ущільнювальної резини дискових затворів радіаторів, дискового затвору розширювального баку;
- Незадовільний стан металорукавів, кабелів вторинних ланцюгів релейного захисту і сигналізації трансформатора;
- Теча масла по резиновим ущільнювачам газового реле трансформатора;
- Незадовільний стан дискових затворів радіаторів;
- Корпус трансформатора та радіатори замаслені та пошкоджені корозією;
- Незадовільний стан силікагелю у термосифонних фільтрах;
- Незадовільний стан щебеню під трансформатором.

2. На усіх роз'єднувачах 35 кВ спостерігається зношення елементів механічної частини ізоляційних колонок і втрата пружинних властивостей контактів роз'єднувачів, що приводить до появи ненормативних люфтів і виникненню нагріву контактної частини.

3. Опір контактної системи робочих ножів роз'єднувачів 35 кВ типу РНДЗ-35/1000 складає 210-380 мкОм, при нормативному значенні ≤ 120 мкОм.

4. Корозійне пошкодження тяг приводу в місцях їхнього приєднання до поворотних колонок і верхніх поворотних механізмів роз'єднувачів 35 кВ, що призводить до утворенню люфтів у роботі приводу і неповного входження контактів роз'єднувача.

5. Спостерігається порушення армовочних швів опорних ізоляторів з утворенням мікротрещин у верхній і нижній частині ізоляторів роз'єднувачів 35 кВ, що при проведенні оперативних перемикачів може привести до поломки ізолятора, руйнування обладнання, створенню аварійної ситуації на ПС та нанесенню травм обслуговуючому персоналу.

6. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих та нерухомих контактів роз'єднувачів 35 кВ складає від 105Н до 148Н при нормативному значенні не менше 176 Н, це свідчить про зношення контактної системи, що може привести до оплавлення контактів та руйнування роз'єднувача.

7. На вентильних розрядники типу РВС-35 спостерігається:

- Зниження струму провідності до 185-190 мкА при нормативному значенні не менше 200 мкА;

- Пошкодження зовнішньої поверхні розрядника.;
- Пошкодження реєстратора спрацювання.

8. На металевих полосах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутнє антикорозійне покриття, корозією пошкодження полос заземлення складає 30%.

9. Корозійне пошкодження і розгерметизація ящиків приводів роз'єднувачів, вимикачів 35 кВ, шаф ланцюгів РЗА складає 55%.

10. Залізобетонні стійки під обладнання 35 кВ по усій поверхні мають сколи і поперечні тріщини шириною від 0,5 см до 5,3 см і довжиною від 0,1 м до 0,8 м, раковини площею від 5 см² до 20 см².

11. Обстеження вимикачів 10кВ типу ВМП-10, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ-6кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 100 мкОм до 140 мкОм при нормативному значенні ≤ 55 мкОм.

Збільшення перехідного опору викликає додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів у з'єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ-6кВ.

У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 6 кВ, типу ВМП-10К, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регульовальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних ремонтів МВ-6 кВ. Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

9. Обстеження вимикачів 35кВ типу МКП-35, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ-35кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 350 мкОм до 470 мкОм при нормативному значенні ≤ 310 мкОм.

Збільшення перехідного опору викликає додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів у з'єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ-35 кВ.

У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 35 кВ, типу МКП-35, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регульовальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних ремонтів МВ-35 кВ. Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

13. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле) призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв'язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками.

14. Строк експлуатації встановленого обладнання перевищує нормативний (25 років).

15. Відповідність експлуатації нормативним документам

– Порушення СОУ-Н ЕЕ 20.302.-2007 «Норми випробувань електрообладнання».

– Перевищення нормативного строку експлуатації електрообладнання згідно інструкції заводів виробників (25 років).

16. Висновки. Після проведення технічного аналізу стану обладнання ПС, комісія дійшла висновку:

- Обладнання вичерпало свій експлуатаційний ресурс;
- Знижена надійність електропостачання споживачів;
- Проведення поточних та капітальних ремонтів потребує значних капіталовкладень;
- Зношеність основних рухомих вузлів приводних механізмів основного комутаційного обладнання.

Для усунення зазначених вище дефектів необхідно виконати технічне переоснащення підстанції. В 2018 році ТОВ «Східенергопроект» розроблено проект «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ «ЦЗ» смт. Губиниха-1, Дніпропетровської області, яким передбачається технічне переоснащення ПС. На виконання вимог розділу V (Улаштування вузлів обліку та інших засобів комерційного обліку електричної енергії) Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затверджений Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 (в редакції Постанови НКРЕКП від 20.03.2020 № 716) проектом заплановано:

На стороні 35 кВ:

- заміна роз'єднувача РНДЗ-2-35/1000 на 2 комплекта DTS-40.5.1000.C.IV.UXЛ1 та 2 комплекти DTS-40.5.1000.A.IV.UXЛ1;
- заміна роз'єднувача РНДЗ-1-35/1000 на DTS-40.5.1000.A.IV.UXЛ1 – 2 шт.;
- монтаж роз'єднувача DTS-40.5.1000.C.IV.UXЛ1 – 2 шт.;
- монтаж опори шинної 35 кВ – 3 шт.;
- монтаж трансформатора напруги 35 кВ типу ТЮ 7 35 кВ – 2 комплекта;
- монтаж обмежувачів перенапруги типу РВА2-54 L5 E2 M7 - 2 комплекта;
- монтаж трансформаторів струму 35 кВ типу ТРО 70.11 40.5 100/5 0.5s/10P/10P – 2 комплекта;
- заміна масляного вимикача типу MBT-35-800-125 У1 на вакуумний вимикач типу ВР35НСМ-35-20/1600У1 – 2 шт.;
- заміна розрядників типу РВС-35 на обмежувачі перенапруги типу РВА2-54 L5 E2 M7 – 2 компл.;
- організація обліку по стороні 35 кВ.

На стороні - 6 кВ:

- заміна розрядників типу РВО-6 на обмежувачі перенапруги типу ОСР2-08S-NNN – 4 компл.;
- заміна роз'єднувачів типу РВЗ-10 на тип РВЗ-10 – 35 шт.;
- заміна масляних вимикачів типу ВМП-10 на вакуумні вимикачі типу ВР1-10 – 15 шт.;
- заміна трансформаторів струму типу ТПЛ-10 на ТПЛУ-10 - 32 шт.;
- заміна трансформаторів напруги типу НТМІ-6 на типу НАМІ-Е-6 - 2 шт.;
- заміна трансформаторів власних потреб типу ТМ-40/6 - 2 шт. ;
- монтаж опори шинної 10 кВ – 12 шт.
- організація автоматизованої системи керування з видачею сигналів на диспетчерський пункт;
- організація системи сигналізації пожежної та периметральної охорони;
- виконати заміну всієї кабельно – провідникової продукції замінених комірків, прокладку кабелів поза приміщенням виконати в кабельних лотках;
- виконати опалення та кондиціонування приміщень;
- виконати заземлення обладнання у відповідності з вимогами нормативної документації;
- виконати охоронну та пожежну сигналізацію;
- виконати заміну прожекторів на ВРУ, ланцюгів зовнішнього освітлення від ЩВП до прожекторів на ВРУ, заміну ліхтарів зовнішнього освітлення ЗРУ, ланцюгів зовнішнього освітлення від ЩВП до ліхтарів (використовувати світлодіодні LED ліхтарі та прожектори), встановити нові ЩО (автомати SchneiderElectric або

- аналогічні);
 - телемеханізація, телеуправління підстанції;
- Орієнтовний термін виконання робіт: **2025р.**

9. Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ «Рахманово»

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;
- 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

ПС 35/6 кВ «Рахманово» розташована в с. Руднічне Дніпропетровської області. Підстанція введена в експлуатацію в 1959 році, живиться по двоколової ПЛ-35 кВ. На підстанції встановлено два силових трансформатори по 4 МВА, від яких живиться закритий розподільний пристрій 6 кВ із двома секціями шин (ком. КСО-203 – 24 шт.).

Споживачами від ПС 35/6 кВ «Рахманово» є КПТМ «Криворіжтепломережа» та КМЕМ АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ».

В 2014 році на підстанції виконано заміну двох силових трансформаторів 35/6 кВ. Решта комутаційного обладнання не модернізувалось. Внаслідок корозії, дії зовнішніх погодних факторів, руйнівних сил при відмовах масляних вимикачів металеві каркасні конструкції мають залишкову деформацію, щілини та внаслідок чого неможливо виключити попадання вологи у релейні та високовольтні відсіки комірок під час атмосферних опадів, створити необхідні умови та відповідний кліматичний режим роботи устаткування.

Актом технічного стану ПС 35/6 кВ «Рахманово» від 20.04.2017 були виявлені наступні зауваження:

1.1. Обстеження вимикачів 6 кВ типу ВМГ-133, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ-6 кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 100 мкОм до 150 мкОм при нормативному значенні ≤ 75 мкОм.

Збільшення перехідного опору викликає додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів у з'єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ-6 кВ.

У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 6 кВ, типу ВМГ-133 заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регульовальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних ремонтів МВ-6 кВ. Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

1.2 На металевих полосах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутнє антикорозійне покриття, корозією пошкодження полос заземлення складає 30%.

1.3. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле) призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв'язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками.

1.4. Термін експлуатації встановленого обладнання перевищує нормативний (25 років).

2. Відповідність експлуатації нормативним документам

2.1 Порухення СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».

2.2 Перевищення нормативного терміну експлуатації електрообладнання відповідно до інструкцій заводів-виробників (25 років).

Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання підстанції, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, підвищення надійності енергопостачання споживачів, необхідно виконати технічне переоснащення підстанції.

На виконання вимог розділу V (Улаштування вузлів обліку та інших засобів комерційного обліку електричної енергії) Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затверджений Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 (в редакції Постанови НКРЕКП від 20.03.2020 № 716) в 2018 році ПАТ ПТІ «Київоргбуд» розроблено проєкт «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ «Рахманово» в якому передбачається:

На стороні 35 кВ:

- заміна трансформаторів струму типу ТРО70.11 300/5/5/5 на ТРО.7 100/5/5/5/5 – 2 компл.;
- монтаж трансформаторів напруги типу ТЮ 7, 05/6Р – 2 компл.;
- монтаж роз'єднувачів типу DTS 40,5.1000A.IVUXЛ1 – 2 компл.;
- монтаж обмежувачів перенапруги типу ОСП2-41М-NFF – 2 компл.;
- організація обліку по стороні 35 кВ.

На стороні 6 кВ:

- заміна існуючих комірок КСО-2У на комірки типу КУ 6СМ в КРПЗ – 6 кВ в кількості 20 шт.;
 - телемеханіка, телеуправління, охоронна та пожежна сигналізація.
- Орієнтовний термін виконання робіт: **2024р.**

10. Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ «Палмаш»

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;

8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;

9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

Підстанція розташована в м. Павлоград Дніпропетровської області. Знаходиться в експлуатації з 1973 року. ПС-35/6 кВ «Палмаш» - двотрансформаторна підстанція, на якій встановлено 2 трансформатора ТДНС-10000/35/6, від якої живляться промислові об'єкти міста.

У 2013 році на підстанції проведено реконструкцію: встановлено нові лінійні, секційні роз'єднувачі 35 кВ, трансформатори струму виробництва АВВ 600/5, ОПНп-35, встановлено

сучасний релейний захист по 35 кВ на базі мікропроцесорних блоків «Діамант», змонтовано шафу оперативного струму.

Актом технічного стану ПС 35/6 кВ «Палмаш» від 22.05.2017 були виявлені наступні зауваження:

1.1 Обстеження вимикачів 6 кВ типу ВМГ-133, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ-6 кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 110 мкОм до 160 мкОм при нормативному значенні ≤ 75 мкОм.

1.2. Збільшення перехідного опору викличе додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів у з'єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ- 6кВ.

1.3 Корозійне пошкодження тяг приводу в місцях їхнього приєднання до поворотних механізмів роз'єднувачів 6 кВ, що призводить до утворенню люфтів у роботі приводу і неповного входження контактів роз'єднувача.

1.4. На металевих полосах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутнє антикорозійне покриття, корозією пошкодження полос заземлення складає 30%.

1.5 У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 6кВ, типу ВМГ-133, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регульовальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних ремонтів МВ-6 кВ. Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

1.6. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле), що призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв'язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками існуючої елементної бази систем РЗА.

1.7. Строк експлуатації встановленого обладнання перевищує нормативний (25 років).

2. Відповідність експлуатації нормативним документам

2.1. Порушення СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».

2.2. Перевищення нормативного строку експлуатації електрообладнання згідно інструкції заводів виробників (25 років).

Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, підвищення надійності енергопостачання споживачів та на виконання вимог розділу V (Улаштування вузлів обліку та інших засобів комерційного обліку електричної енергії) Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затверджений Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 (в редакції Постанови НКРЕКП від 20.03.2020 № 716) планом розвитку планується технічне переоснащення ПС з організацією обліку по стороні 35 кВ. Існуючий облік по 6 кВ (розрахунковий, не відповідає вимогам ККОЕЕ) – не на межі балансової належності, потребує додаткових розрахунків. Трансформатори струму існуючі 600/5 потребують заміни на 300/5.

В 2018 році ПАТ ПТІ «Київоргбуд» розроблено проєкт «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ «Палмаш».

На стороні 35 кВ:

- організація обліку по стороні 35 кВ;
- заміна трансформаторів струму типу ТРО70.11 600/5/5/5 на 2 трифазних комплекта типу ТРО.7 300/5/5/5/5;
- монтаж трансформаторів напруги типу ТЮ 7, 05/6Р - 2 компл.;

- монтаж роз'єднувачів типу DTS 40,5.1000A.IVУХЛ1 – 2 шт.;
- монтаж обмежувачів перенапруги типу ОСП2-41М-NFF – 2 компл.

На стороні 6 кВ:

- заміна існуючих комірок КСО-2У на комірки типу MVC (КСО) в ЗРУ–6 кВ- 22 шт.;
- телемеханіка, телеуправління, охоронна та пожежна сигналізація.
- захист приєднань 6 кВ виконати на базі мікропроцесорних блоків захисту виробництва SchneiderElectric або аналогічні;
- замінити панель управління Т-61, Т-62;
- виконати заміну всієї кабельно–провідникової продукції замінених комірок;
- виконати заміну прожекторів на ВРУ, ланцюгів зовнішнього освітлення від ЩВП до прожекторів на ВРУ, заміну проводки у приміщенні ЗРУ-6 кВ, заміну ліхтарів зовнішнього освітлення, ЩО;
- ремонт будівлі ЗРУ-6 кВ.

Орієнтовний термін виконання: **2026р.**

11. Технічне переоснащення ПС 35/6 кВ «Макорти»

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії;
- 8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;
- 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

Підстанція розташована в с. Макорти, Софіївський район, Дніпропетровської області, живиться підстанція по ПЛ-35 кВ Л-МКР-31.

На підстанції встановлений трансформатор 35/6 кВ 2500 кВА, від якого живиться закритий розподільний пристрій 6 кВ. Споживачами є КП ПМР «Житло-комплекс» та Софіївська виправна колонія №45.

Обладнання, що використовується дотепер в мережах 35 кВ та підлягає повній чи частковій заміні, знаходиться в експлуатації тривалий термін (50 років), що викликає постійну небезпеку виходу його з ладу, і, як наслідок, зниження надійності подачі електроенергії населенню і підприємствам, збільшенню ризику травматизму виробничого персоналу, загрози екології на території енергооб'єкту.

Для досягнення поставлених цілей, заходом передбачається заміна фізично та морально зношеного обладнання на сучасне з покращеними технічними характеристиками, що в певній мірі зменшують витрати і збільшують доходи підприємства (скорочення витрат енергії безпосередньо в новому електрообладнанні, скорочення витрат на паливо через зменшення виїздів ремонтних бригад, покращення показників SAIDI та SAIFI в розподільній мережі).

Згідно Акту технічного опосвідчення від 15.03.2021:

1. На роз'єднувачі 35 кВ Л-МКР-31-0 типу РЛНД3-35/6000 У1 спостерігається зношення елементів механічної частини ізоляційних колонок і втрата пружинних властивостей контактів роз'єднувачів, що приводить к появі ненормативних люфтів і виникненню нагріву контактної частини, що було виявлено на кріпленнях ламелей роз'єднувачів.

2. Опір контактної системи робочих ножів роз'єднувача 35 кВ Л-МКР-31-0 типу РЛНДЗ-35/600 У1 складає 220-350 мкОм, при нормативному значенні ≤ 120 мкОм.
3. Корозійне пошкодження тяг приводу в місцях їхнього приєднання до поворотних колонок і верхніх поворотних механізмів роз'єднувачів 35 кВ, що призводить до утворенню люфтів у роботі приводу і неповного входження контактів роз'єднувача.
4. Спостерігається порушення армовочних швів опорних ізоляторів з утворенням мікротрещин у верхній і нижній частині ізоляторів роз'єднувачів 35 кВ, що при проведенні оперативних перемикачів може привести до поломки ізолятора, руйнування обладнання, створенню аварійної ситуації на ПС та нанесенню травм обслуговуючому персоналу.
5. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих та нерухомих контактів роз'єднувача 35 кВ Л-МКР-31-0 типу РЛНДЗ-35/600 У1 складає від 110Н до 150Н при нормативному значенні не менше 176 Н, це свідчить про зношення контактної системи, що може привести до оплавлення контактів та руйнування роз'єднувача.
6. На металевих полосах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутнє антикорозійне покриття, корозією пошкодження полос заземлення складає 30%.
7. Корозійне пошкодження і розгерметизація ящиків приводів роз'єднувачів, вимикачів 35 кВ, шаф ланцюгів РЗА складає 55%.
8. Залізобетонні стійки під обладнання 35 кВ по усій поверхні мають сколи і поперечні тріщини шириною від 0,5 см до 5,3 см і довжиною від 0,1 м до 0,8 м, раковини площею від 5 см² до 20 см².
9. Обстеження вимикача 35 кВ типу ВМ-35, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту ВМ-35 кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 360 мкОм до 440 мкОм при нормативному значенні ≤ 310 мкОм.
10. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле) призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв'язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками.
11. Термін експлуатації встановленого обладнання перевищує нормативний (25 років).

У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 35кВ, типу ВМ-35, роз'єднувачів 35 кВ, типу РЛНДЗ-35, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регульовальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання поточних та капітальних ремонтів. Виконання позачергових поточних та капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

Вищезазначені дефекти, які були виявлені при аналізі технічної документації, протоколів проведених вимірювань та візуальному огляді електрообладнання підстанції суперечать вимогам нормативних документів, а саме:

1. Порушення п. 17.3.1. «Вимірювання опору контактної системи роз'єднувачів та відокремлювачів» СОУ-Н ЕЕ 20.302:2020 «Норми випробування електрообладнання».
2. Порушення п. 17.4. «Вимірювання опору контактної системи роз'єднувачів та відокремлювачів» СОУ-Н ЕЕ 20.302:2020 «Норми випробування електрообладнання».
3. Порушення п. 4.2.23 «Правила улаштування електроустановок».

Перевищення нормативного терміну експлуатації електрообладнання відповідно до інструкцій заводів-виробників (25 років).

Трансформатор 1Т типу ТМ-2500/35, 1971 року виробництва. Трансформатор знаходиться в роботі: 50 років, що значно перевищує допустимий строк експлуатації (25

років). В процесі довгострокової експлуатації трансформатора погіршилися його технічні характеристики. Механічне пошкодження корпусу, корозія, часткова деформація деталей.

На трансформаторі 1Т виявлені наступні дефекти:

- Незадовільний стан ущільнювальної резини під кришкою трансформатора;
- Незадовільний стан ущільнювальної резини дискових затворів радіаторів, дискового затвору розширювального баку;
- Незадовільний стан металорукавів, кабелів вторинних ланцюгів релейного захисту і сигналізації трансформатора;
- Теча масла по резиновим ущільнювачам газового реле трансформатора;
- Незадовільний стан дискових затворів радіаторів;
- Корпус трансформатора та радіатори замаслені та пошкоджені корозією;
- Незадовільний стан силікагелю у термосифонних фільтрах;
- Незадовільний стан щебеню під трансформатором.

Для усунення зазначених вище дефектів вимагається технічне переоснащення ПС.

Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії планом розвитку передбачається технічне переоснащення ПС, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління, з заміною МВ на ВВ. При технічному переоснащенні підстанції необхідно передбачити :

- організацію обліку по стороні 35 кВ;
- заміну обладнання ВРУ-35;
- заміну силового трансформатора;
- заміну обладнання ЗРУ-6 кВ;
- телемеханіку, телеуправління, телевимірювання.

Роботи, які необхідно виконати:

- монтаж нового обладнання ВРУ-35 кВ, встановлення нових ТС та ТН 35 кВ, монтаж нових роз'єднувачів на стойках УСО. Монтаж нового обладнання виконати на стойках УСО;
- заміна обладнання ЗРУ-6 кВ (встановлення нових комірок)
- монтаж нових ТН-6 кВ, ТВП.
- заміна ошинування ВРУ-35 кВ;
- заміна силового трансформатора 35/6 кВ 1Т типу ТМ-2500/35/6 на новий трансформатори типу ТМ-2500/35/6 ;
- заміна вимикача 35 кВ на вакуумні;
- заміна роз'єднувача – 1 шт.;
- заміна розрядників на ОПН – 6 шт.;
- встановлення ТН 35 кВ – 1 компл.;
- заміна трансформаторів струму – 3 шт.;
- виконати перевірку захищеності обладнання ПС від прямих ударів блискавки, при необхідності встановити додаткові блискавковідводи;
- встановити ШОТ, контрольні кабелі нового обладнання, провести розрахунок ємності батареї;
- захист приєднань 10кВ на базі мікропроцесорних блоків;
- виконати заміну всієї кабельно – провідникової продукції замінених комірок, прокладку кабелів поза приміщенням виконати в кабельних лотках;
- виконати заземлення обладнання у відповідності з вимогами нормативної документації;
- виконати охоронну та пожежну сигналізацію;
- виконати встановлення прожекторів на ВРУ, ланцюгів зовнішнього освітлення від

ЩВП до прожекторів на ВРУ, виконати заміну ліхтарів зовнішнього освітлення ЗРУ, ланцюгів зовнішнього освітлення від ЩВП до ліхтарів. (використовувати світлодіодні LED ліхтарі та прожектори.

- Телемеханізація підстанції дозволяє збирати, передавати інформацію про функціонування об'єктів електричної мережі, а також передавати команди диспетчерського управління, поліпшити загальну надійність енергосистеми і підвищується якість обслуговування споживачів.

Орієнтовний термін розробки проектно-кошторисної документації «Технічне переоснащення ПС 35/6 кВ «Макорти»: **2026р.**

12. Технічне переоснащення трансформаторної підстанції «САЗ» 35/10 кВ

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії;
- б) зменшення впливу на навколишнє середовище.
- 8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж.

ПС «САЗ» 35/10 кВ двотрансформаторна підстанція, яка знаходиться в смт.Славгород, вул. Заводська, 1 Введена в експлуатацію у 1976 році з класом напруги 35/10 кВ. Підстанція «САЗ» живиться від ПЛ-35 кВ Л-САЗ від ПС «Славгород-тягова» забезпечує живлення промислового споживача заводу від підстанції ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» - ПС «САЗ» - по повітряній лінії довжиною 2,2 км з фазним проводом АС-95.

На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/10 кВ 2,5 МВА, від яких живиться ЗРУ-10 кВ із одною секцією шин 10 кВ через один ввід.

Споживачами є:

- III категорії – 2 споживача: ВАТ «САЗ», Сін. РЕМ АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ».

Метою проведення заходу є підвищення надійності електропостачання, зменшення шкідливого впливу на екологічне середовище, ризику травматизму виробничого персоналу, перерв в електропостачанні, експлуатаційних витрат на обслуговування обладнання та покращення показників SAIDI та SAIFI.

За час експлуатації все обладнання на підстанції не модернізувалось.

Обладнання, що використовується дотепер в мережах 35 кВ та підлягає повній заміні, знаходиться в експлуатації тривалий термін (45 роки), що викликає постійну небезпеку виходу його з ладу, і, як наслідок сприяє зниженню надійності подачі електроенергії збільшенню ризику травматизму виробничого персоналу, загрози екології на території енергооб'єкту.

Для досягнення поставлених цілей, заходом передбачається заміна фізично та морально зношеного обладнання на сучасне з покращеними технічними характеристиками, що в певній мірі зменшують витрати і збільшують доходи підприємства (скорочення втрат енергії безпосередньо в новому електрообладнанні, підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж компанії, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, покращення показників SAIDI та SAIFI в розподільній мережі).

Згідно Акту технічного опосвідчення від 19.03.2021:

1. Трансформатори 1Т типу ТМН-2500, 1984 року виробництва та 2Т типу ТМ-2500 1976 року виробництва. Трансформатори знаходяться в роботі: 37 та 45 років відповідно, що значно перевищує допустимий строк експлуатації (25 років). В процесі довгострокової

експлуатації трансформаторів погіршилися їх технічні характеристики. Механічне пошкодження корпусу, корозія, часткова деформація деталей.

На трансформаторі 1Т виявлені наступні дефекти:

- Незадовільний стан ущільнювальної резини під кришкою трансформатора;
- Незадовільний стан ущільнювальної резини дискових затворів радіаторів, дискового затвору розширювального баку;
- Незадовільний стан металорукавів, кабелів вторинних ланцюгів релейного захисту і сигналізації трансформатора;
- Теча масла по резиновим ущільнювачам газового реле трансформатора;
- Незадовільний стан дискових затворів радіаторів;
- Корпус трансформатора та радіатори замаслені та пошкоджені корозією;
- Незадовільний стан силікагелю у термосифонних фільтрах;
- Незадовільний стан щебеню під трансформатором.
- На трансформаторі 2Т виявлені наступні дефекти:
- Незадовільний стан ущільнювальної резини під кришкою трансформатора;
- Незадовільний стан ущільнювальної резини дискових затворів радіаторів, дискового затвору розширювального баку;
- Незадовільний стан металорукавів, кабелів вторинних ланцюгів релейного захисту і сигналізації трансформатора;
- Теча масла по резиновим ущільнювачам газового реле трансформатора;
- Незадовільний стан дискових затворів радіаторів;
- Корпус трансформатора та радіатори замаслені та пошкоджені корозією;
- Незадовільний стан силікагелю у термосифонних фільтрах;
- Незадовільний стан щебеню під трансформатором.

2. На усіх роз'єднувачах 35 кВ спостерігається зношення елементів механічної частини ізоляційних колонок і втрата пружинних властивостей контактів роз'єднувачів, що приводить до появи ненормативних люфтів і виникненню нагріву контактної частини.

3. Опір контактної системи робочих ножів роз'єднувачів 35 кВ типу РЛНД-35/600 складає 210-380 мкОм, при нормативному значенні ≤ 120 мкОм.

4. Корозійне пошкодження тяг приводу в місцях їхнього приєднання до поворотних колонок і верхніх поворотних механізмів роз'єднувачів 35 кВ, що призводить до утворенню люфтів у роботі приводу і неповного входження контактів роз'єднувача.

5. Спостерігається порушення армовочних швів опорних ізоляторів з утворенням мікротрещин у верхній і нижній частині ізоляторів роз'єднувачів 35 кВ, що при проведенні оперативних перемикачів може привести до поломки ізолятора, руйнування обладнання, створенню аварійної ситуації на ПС та нанесенню травм обслуговуючому персоналу.

6. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих та нерухомих контактів роз'єднувачів 35 кВ складає від 105Н до 148Н при нормативному значенні не менше 176 Н, це свідчить про зношення контактної системи, що може привести до оплавлення контактів та руйнування роз'єднувача.

7. На ВРУ-35 кВ, для захисту трансформаторів, використовуються 2 стріляючий запобіжники типу ПСН-35. Стріляючі запобіжники мають високу вірогідність пошкодження через старіння плавких вставок, а також велику ймовірність зайвих (неселективних) спрацьовувань при К.З. на лініях 6(10) кВ, що відходять від трансформаторів відносно великої потужності. На сьогоднішній день експлуатація плавких запобіжників не є доцільною і вони потребують заміни на вакуумні вимикачі.

8. На вентильних розрядники типу РВ спостерігається:

- Зниження струму провідності до 185-190 мкА при нормативному значенні не менше 200 мкА;
- Пошкодження зовнішньої поверхні розрядника.;
- Пошкодження реєстратора спрацювання.

9. На металевих полосах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутнє антикорозійне покриття, корозією пошкодження полос заземлення складає 30%.

10. Корозійне пошкодження і розгерметизація ящиків приводів роз'єднувачів 35 кВ, шаф ланцюгів РЗА складає 60%.

11. Залізобетонні стійки під обладнання 35 кВ по усій поверхні мають сколи і поперечні тріщини шириною від 0,5 см до 5,3 см і довжиною від 0,1 м до 0,8 м, раковини площею від 5 см² до 20 см².

12. Обстеження вимикачів 10 кВ типу ВМБ-10 та ВМГ-133, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ 10кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 100 мкОм до 140 мкОм при нормативному значенні ≤ 55 мкОм.

Збільшення перехідного опору викликає додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів у з'єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ 10кВ.

У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 10кВ, типу ВМБ-10 та ВМГ-133, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регульовальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних ремонтів МВ 10кВ. Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

13. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле) призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв'язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками.

14. Строк експлуатації встановленого обладнання перевищує нормативний (25 років).

15. Відповідність експлуатації нормативним документам

- Порушення СОУ-Н ЕЕ 20.302:2020 «Норми випробування електрообладнання».
- Перевищення нормативного строку експлуатації електрообладнання згідно інструкції заводів виробників (25 років).

16. Висновки.

Після проведення технічного аналізу стану обладнання ПС, комісія дійшла висновку:

- Обладнання вичерпало свій експлуатаційний ресурс;
- Знижена надійність електропостачання споживачів;
- Проведення поточних та капітальних ремонтів потребує значних капіталовкладень;
- Зношеність основних рухомих вузлів приводних механізмів основного комутаційного обладнання.

Для усунення зазначених вище дефектів вимагається технічне переоснащення ПС та встановлення КРПЗ 10 кВ з двома секціонованими системами шин. З додатковим встановленням 3 комірок для ТН, ТВП та секційного вимикача. У якості комутаційної апаратури використовувати вакуумні вимикачі.

Також потрібна заміна силових трансформаторів 35/10 кВ 1Т, 2Т на нові трансформатори типу ТМН-2500/35/10.

В зв'язку з відсутністю обслуговуючого персоналу ПС «САЗ» 35/10 кВ та віддаленим місцем розташування необхідно впровадити комплекс АСДТК на ПС «САЗ» 35/10 кВ, що забезпечить наступні роботи обслуговуючому персоналу ПвРЕМ:

1. Включення та відключення з диспетчерського робочого місця ОДГ ПвРЕМ комутаційних апаратів комірок ПС «САЗ» 35/10 кВ.

2. Вивід сигналізації на робочий комп'ютер диспетчера наступних сигналів:

- а) положення комутаційних апаратів;
 - б) спрацювання захисту:
 - струмової відсічки;
 - максимально - струмового захисту;
 - однофазного замикання на «землю» та ін.;
 - в) охоронну сигналізацію та пожежну сигналізацію ПС «САЗ» 35/10 кВ;
3. Вивід показників телевимірювання струму та напруги на робочий комп'ютер диспетчера ОДГ ПвРЕМ.
- Орієнтовний термін розробки проектно-кошторисної документації «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції «САЗ» 35/10 кВ»: **2026р.**

13. Технічне переоснащення ПС-«Інгулецька» 35/6 кВ

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії;
- 8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;
- 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

Підстанція розташована в с. Іскровка, Петрівський район, Дніпропетровської області. На підстанції встановлено два силових трансформатори по 2,5 МВА, від яких живиться закритий розподільний пристрій 6 кВ із двома секціями шин. Рік введення в експлуатацію 1959 рік.

- ЗРУ-6 кВ – одна секціонована вимикачем система шин.
- ВРУ-35 кВ – одна робоча секціонована роз'єднувачем система шин.

Категорія надійності електропостачання споживачів – І категорія (КП «ЖВК» ДОР).

Згідно Акту технічного опосвідчення від 28.01.2021:

1. Трансформатори 1Т і 2Т типу ТМН-2500/35 У1 2015 виробництва. Трансформатори знаходяться в роботі 6 років, що у межах норми допустимого строку експлуатації (25 років).

2. На усіх роз'єднувачах 35 кВ спостерігається зношення елементів механічної частини ізоляційних колонок і втрата пружинних властивостей контактів роз'єднувачів, що приводить до появи ненормативних люфтів і виникненню нагріву контактної частини.

3. Опір контактної системи робочих ножів роз'єднувачів 35 кВ типу РНДЗ-35/600 складає 210-380 мкОм, при нормативному значенні ≤ 120 мкОм.

4. Корозійне пошкодження тяг приводу в місцях їхнього приєднання до поворотних колонок і верхніх поворотних механізмів роз'єднувачів 35 кВ, що призводить до утворенню люфтів у роботі приводу і неповного входження контактів роз'єднувача.

5. Спостерігається порушення армовочних швів опорних ізоляторів з утворенням мікротрещин у верхній і нижній частині ізоляторів роз'єднувачів 35 кВ, що при проведенні оперативних перемикачів може привести до поломки ізолятора, руйнування обладнання, створенню аварійної ситуації на ПС та нанесенню травм обслуговуючому персоналу.

6. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих та нерухомих контактів роз'єднувачів 35 кВ складає від 110 Н до 126 при нормативному значенні не менше 176 Н, це свідчить про зношення контактної системи, що може привести до оплавлення контактів та руйнування роз'єднувача.

7. На вентилях розрядники типу РВС-35 спостерігається:
- Зниження струму провідності до 180-190 мкА при нормативному значенні не менше 200 мкА;
 - Пошкодження зовнішньої поверхні розрядника.;
 - Пошкодження реєстратора спрацювання.
8. На металевих полосах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутнє антикорозійне покриття, корозією пошкодження полос заземлення складає 30%.
9. Корозійне пошкодження і розгерметизація ящиків приводів роз'єднувачів, вимикачів 35 кВ, шаф ланцюгів РЗА складає 55%.
10. Залізобетонні стійки під обладнання 35 кВ по усій поверхні мають продольні і поперечні тріщини шириною від 0,5 см до 5,3 см і довжиною від 0,1 м до 0,8 м, раковини площею від 5 см² до 20 см².
12. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле) призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв'язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками.
13. Строк експлуатації встановленого обладнання перевищує нормативний (25 років).
14. Відповідність експлуатації нормативним документам:
- Порушення СОУ-Н ЕЕ 20.302:2020 «Норми випробування електрообладнання».
 - Перевищення нормативного строку експлуатації електрообладнання згідно інструкції заводів виробників (25 років).
- У 2021 році було розроблено завдання на проектування «Технічне переоснащення ПС-«Інгулецька» 35/6 кВ», яке містить такі заходи:
- Монтаж нового обладнання виконати на стійках УСО.
 - Демонтаж існуючого обладнання ВРУ-35 кВ (роз'єднувач 9 шт., трансформатор струму 9 однофазних комплектів, трансформатор напруги 3 однофазних комплектів, вентиляльний розрядник 35 кВ 6 однофазних комплектів,).
 - Монтаж нового обладнання ВРУ-35 кВ.
 - Демонтаж порталів 35 кВ. Ошинування.
 - Монтаж нових порталів 35 кВ. Ошинування.
 - Заміна панелі центральної сигналізації.
 - Заміна панелі центральної сигналізації (ЦС) підстанції виконати на базі мікропроцесорного пристрою.
 - Виконати заміну всієї кабельно – провідникової продукції зв'язків панелі центральної сигналізації з існуючими комірками та панелями РЗА.
- В зв'язку з віддаленим місцем розташування необхідно впровадити комплекс АСДТК на ПС-«Інгулецька» 35/6 кВ, що забезпечить наступні можливості:
1. Включення та відключення з диспетчерського робочого місця ОДГ КрРЕМ комутаційних апаратів комірок ПС-«Інгулецька» 35/6 кВ.
 2. Вивід сигналізації на робочий комп'ютер диспетчера наступних сигналів:
 - а) положення комутаційних апаратів;
 - б) спрацювання захисту:
 - струмової відсічки;
 - максимально - струмового захисту;
 - однофазного замикання на «землю» та ін.;
 3. Вивід показників телевимірювання струму та напруги на робочий комп'ютер диспетчера ОДГ КрРЕМ.
- Орієнтовний термін розробки проектно-кошторисної документації «Технічне переоснащення ПС-«Інгулецька» 35/6 кВ»: **2026р.**

14. Реконструкція ПЛ-150 кВ Л-0-10-А/Л-0-11-А

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії.

ПЛ-150 кВ побудована в 1969 році двоколова лінія протяжністю по трасі 1,80 км виконана проводом АС-185 в м. Дніпро. По лінії заживлені підстанції 150 кВ «КПО», «ПЛМ». Споживачами на стороні 35 кВ є АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»: 3 ЛЕП-35 кВ, що живлять ПС «Сурська» і ПС «Аеропорт» м. Дніпропетровська, а також одна ЛЕП-35 кВ, що живить ПС «СЛГ». На стороні 6 кВ споживачами є 5 заводів, міське електромережа, міськводоканал, ЖЕК і інші юридичні особи.

ПЛ знаходиться у незадовільному стані із-за тривалого терміну експлуатації. Фундаменти опор мають руйнацію бетону, оголення та корозію анкерних болтів. Лінійна арматура спрацьована на 40-50%. Поперечний розріз розрахункових елементів металевих опор в результаті суцільної корозії більше ніж на 25 %, контури заземлення пошкоджені корозією на 30%. Дріт та грозозахисний трос мають фізичний знос, значну корозію сталюї проволони, обрив витків дроту.

Заплановано повну реконструкцію ПЛ-150 кВ в існуючому створі на нових фундаментах та на нових металевих опорах, провід АС-240, полімерну ізоляцію, полімерні ОПН. Металоконструкції опор повинні бути оброблені гарячим цинкуванням. Орієнтовний термін ввиконання робіт проектно-кошторисної документації: **2026р.**

15. Реконструкція повітряної лінії 35 кВ (одноколова) Л-МКР-31, ПС "Девладово-тягова" (ПАТ "Укрзалізниця") - ПС "Макорти", с. Макорти, Софіївський р-н, Дніпропетровська

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії.

ПЛ-35 кВ Л-МКР-31 від ПС «Девладове-тягова» АТ «Укрзалізниця» до ПС «Макорти» 35/6 кВ с. Макорти, Софіївський р-н, Дніпропетровська обл., одноколова, побудована в 1971 році протяжністю 19,6 км, виконана проводом АС-70.

По лінії Л-МКР-31 підключені ПС «Макорти-1» (ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»), ПС «Макорти-2» (Радгосп «Саксаганський») та ПС «Криничувата» (АТ ДТЕК «ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»).

Споживачи, що живляться:

- від ПС «Макорти-1» - П'ятихатський водоканал та ДУ «Софіївська виправна колонія»;
- від ПС «Макорти-2» - Ордовасилівська сільська Рада, очисні споруди, насоси 1-го та 2-го під'ємів води, населення с. Мар'ївка, вежі «Лайф-сел» та «Водафон».

Опори ПЛ-35 кВ Л-МКР-31 знаходяться у незадовільному стані із-за тривалого терміну експлуатації. Всі опори, що проміжні, що анкерно-кутові – металеві решітчасті зварні в загальній кількості 101 шт. (частково присутні типу «Рюмка»).

За період експлуатації зменшено поперечний переріз розрахункових елементів металевих опор в результаті суцільної корозії більше ніж на 25% (на ділянках зіткнення з ґрунтом або бетоном більше ніж на 85%), Опори знаходяться у незадовільному стані із-за

тривалого терміну експлуатації. (СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007, частина 1, таблиця А.1, п.1.2 (1-3), п.1.5 (1-10).

Контури заземлення пошкоджені корозією на 30% (на ділянках зіткнення із ґрунтом або бетоном на 85-95%). (СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007, частина 2, п.11.12). Необхідна заміна дроту, блискавкозахисного тросу, заміна фарфорової ізоляції. Акт дефектів ПЛ-35 кВЛ-МКР -31 від 12.05.2016 р.

Грозозахисний трос С-50 спрацьований на 50%, має фізичний знос, значну корозію сталльної проволочи, обриви витків дроту. Необхідна заміна грозозахисного тросу. (СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007, частина 2, п.10.4).

Провід АС-70, також пошкоджений корозією та має значну кількість скруток та бандажів після пошкоджень. (СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007, частина 2, п.10.4)

Лінійна арматура спрацьована на 30% тому непридатна до подальшої експлуатації. (СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007, частина 2, п.10.5).

Залізобетонні фундаменти мають відколи та відшарування захисного шару бетону з оголенням несучої арматури зі слідами іржі, що приводить до послаблення несучої спроможності (СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007, частина 1, таблиця А.1, п.2.1(1-3), п.2.2(1-7).

Ізолятори підвісні порцелянові (фарфорові) мають відколювання та наявні радіальні тріщини, пошкодження порцеляни (більше ніж на 30% обсягу), оплавлення та стійке забруднення глазури, тріщини в шапках ізоляторів. (СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007, частина 2, п.10.5).

З метою підвищення надійності роботи електричних мереж 35 кВ, для запобігання руйнуванню фізично зношених конструкцій ПЛ, Планом розвитку передбачається реконструкцію ПЛ-35 кВ Л-МКР-31. В 2019 році ТОВ «СХІДЕНЕРГОПРОЕКТ» розроблено проєкт СЕП-55-01/3077/296-2019, яким передбачається:

- встановлення нової ПЛ-35 кВ Л-МКР-31 в існуючій охоронній зоні в створі існуючої ПЛ-35 кВ Л-МКР-31, в тому числі з заходами на ПС;
- розстановка опор виконана для проводу АС-120/19 ГОСТ839-80 в 3-му районі по ожеледі і 2-му районі за вітром);
- ізоляція ПЛ-35, що реконструюється, прийнята відповідно до інструкції по вибору і експлуатації зовнішньої ізоляції електроустановок 6-750 кВ на підприємствах Міненерго України, ГКД 34.51.101-96 та з урахуванням регіональних карт рівнів ізоляції, розроблених інститутом «Енергомережпроект». Лінійна арматура повинна бути захищена гарячим цинкуванням;
- кріплення проводу, на перетинаннях через залізницю, шляхи з твердим дорожнім покриттям, ПЛЕП, ПЛЗ, через різні наземні трубопроводи і споруди для транспортування нафти, газу, аміаку і т.і., а також при проходженні ПЛ по населеній місцевості, виконати двох-ланцюговим як на проміжних так і на анкерних опорах;
- проектом передбачений захист проводів АС120/19 та троса ТК-50 від вібрації гасителями вібрації типу ГПГ-1,6-11-400/16, тросу ГПГ-0,8-9,1-300/10;
- встановлення металевих уніфікованих опор – Анкерно-кутові, кінцеві опори, опори для відгалуження;
- На реконструйованій ділянці ґрунти мають неагресивної корозійної активністю по відношенню залізобетону і слабо агресивних при впливі на арматуру залізобетонних конструкцій при періодичному змочуванні. Опори захищаються від корозії з урахуванням вимог ДСТУ-Н Б В.2.6-186:2013 наступним чином:
- Металоконструкції залізобетонних опор захищаються гарячим оцинкуванням;
- Залізобетонні конструкції фундаментів захищаються шляхом нанесення 1-го шару каучукової мастики.

Захист ПЛ від перенапруг здійснюється встановленням ОПН на першій та останній кінцевих опорах на кожну фазу.

Орієнтовний термін виконання робіт: **2024р.**

16. Реконструкція ПЛ-35 кВ Л-Інг-31

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії.

Планом розвитку заплановано реконструкцію ПЛ-35 кВ Л-ІНГ-31 протяжністю по трасі 17,0 км від ПС 150/35/6 кВ «Електронна» до ПС «Інгулецька» 35/6 кВ.

ПЛ-35 кВ Л-Інг-31 побудована в 1954 році (по конструкції опор ПЛ також 50 – 60 років), виконана проводом АС-120, знаходиться у незадовільному стані із-за тривалого терміну експлуатації.

Опори дуже застарілі У-образні та П-образні порталного типу з двома тросостойками. Фундаменти опор мають руйнацію бетону, оголення та корозію анкерних болтів.

Лінійна арматура спрацьована на 40-50%. Дріт та грозозахисний трос мають фізичний знос, значну корозію сталеної проволоки, обриви витків дроту, металоконструкції опор вражені корозією, що приводить до послаблення несучої спроможності опор. Були випадки падіння опор.

Низи всіх опор ремонтувались з застосуванням електрозварювання з частковою вирізкою і заміною вітрових (розшивочних) кутників. Ізолятори фарфорові.

Провід та лінійна арматура також мають місцями корозію. Акт дефектів ПЛ-35 кВ Л-Інг-31 від 18.04.2016 р.

За період експлуатації зменшено поперечний переріз розрахункових елементів металевих опор в результаті суцільної корозії більше ніж на 25% (на ділянках зіткнення з ґрунтом або бетоном більше ніж на 85%), контури заземлення пошкоджені корозією на 30% (на ділянках зіткнення із ґрунтом або бетоном на 85-95%).

Грозозахисний (блискавко-захисний) трос, провід, лінійна арматура, опори та фундаменти через корозію понад 20% непридатні до подальшої експлуатації (мали місця падіння опор). Ізолятори у підвісних та натяжних гірляндах порцелянові (фарфорові) мають сколи та наявні радіальні тріщини, пошкодження порцеляни (більше ніж на 30% обсягу), оплавлення та стійке забруднення глазури, тріщини в шапках ізоляторів. На фундаментах опор з тріщин та сколів виглядає арматура.

З метою підвищення надійності роботи електричних мереж 35 кВ заплановано повну реконструкцію ПЛ-35 кВ. Потрібно запроєктувати лінію в існуючому створі на нових фундаментах, на нових з/б проміжних та металевих анкерних опорах. Запроєктувати також нове обладнання ПЛ: грозозахисний трос та контури заземлення опор, провід АС-120, полімерну ізоляцію, полімерні ОПН, лінійну арматуру та інше. Металоконструкції опор повинні бути оброблені гарячим цинкуванням.

Орієнтовний термін розробки проектно-кошторисної документації: **2025 р.**, виконання робіт: **2026 р.**

17. Реконструкція ПЛ-35 кВ Л-0-ЮЖ-31/Л-0-ЮЖ-32

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії.

ПЛ-35 кВ двоколова, побудована в 1959 році, виконана проводом АС-70 протяжністю 4,8 км знаходиться у незадовільному стані із-за тривалого терміну експлуатації.

Фундаменти опор мають руйнацію бетону, оголення та корозію анкерних болтів.

Лінійна арматура спрацьована на 40-50%.

Дріт та грозозахисний трос мають фізичний знос, значну корозію стальної проволочки, обриви витків дроту, металоконструкції опор вражені корозією, залізобетонні опори мають розшарування бетону з оголенням несучої арматури, що приводить до послаблення несучої спроможності.

За період експлуатації зменшено поперечний переріз розрахункових елементів металевих опор в результаті суцільної корозії більше ніж на 25% (на ділянках зіткнення з ґрунтом або бетоном більше ніж на 85%), опори пошкоджені корозією на 30% (на ділянках зіткнення із ґрунтом або бетоном на 85-95%).

Грозозахисний (блискавко-захисний) трос, провід, лінійна арматура через корозію понад 20% непридатне до подальшої експлуатації.

Ізолятори підвісні порцелянові (фарфорові) мають сколи та наявні радіальні тріщини, пошкодження порцеляни (більше ніж на 30% обсягу), оплавлення та стійке забруднення глазури, тріщини в шапках ізоляторів.

На фундаментах опор з тріщин та сколів виглядає арматура.

З метою підвищення надійності роботи електричних мереж 35 кВ заплановано реконструкцію ПЛ-35 кВ.

Орієнтовний термін розробки проектно-кошторисної документації: **2025 р.**, виконання робіт: **2026 р.**

18. Реконструкція ПЛ-35 кВ Л-САЗ

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії.

ПЛ-35 кВ Л-САЗ від ПС «Славгород-тягова» забезпечує живлення промислового споживача заводу від підстанції ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» - ПС «САЗ» - по повітряній лінії довжиною 2,2 км з фазним проводом АС-95.

ПЛ знаходиться у незадовільному стані із-за тривалого терміну експлуатації. Фундаменти опор мають руйнацію бетону, оголення та корозію анкерних болтів. Лінійна арматура спрацьована на 40-50%.

Вітрові кутники роз'їла корозія настільки, що підійматись по ним неможливо, роботи з експлуатації та ремонту можливо виконувати тільки з телескопічної вишки. Оголовники фундаментів опор мають тріщини, сколи, часткову або повну корозію анкерних болтів. Лінійна арматура спрацьована на 40-50%. Провід має значні пошкодження (зношення алюмінієвої частини, корозію та численні пориви стальної частини), також багато дефектної фарфорової ізоляції.

З метою підвищення надійності роботи електричних мереж 35 кВ, безперебійного електропостачання споживачів заплановано реконструкцію ПЛ-35 кВ.

Орієнтовний термін виконання проектно-кошторисної документації: **2026р.**

22.2. Обсяги будівництва та реконструкції мереж 0,4-10 кВ

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем

розподілу:

- 1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання (для окремих населених пунктів, великих об'єктів, регіонів тощо) у системі розподілу;
- 2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);
- 3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії;
- 5) розробка планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо);
- 7) інтеграцію «споживачів-виробників» та МСР до системи розподілу ОСР;
- 8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;
- 9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311;
- 10) підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги.

Особлива увага приділяється мережам 0,4–6-10 кВ, частину яких необхідно реконструювати та замінити. Особливо в тих містах, де за рішенням міських рад прийнято рішення про переведення міст на електроопалення (м. Вільногірськ, м. Жовті Води, м. Павлоград). Реконструкція та будівництво ПЛ-0,4 кВ виконується з використанням самоутримуючих ізольованих проводів. Це дозволить зменшити нетехнічні втрати електричної енергії та поліпшити якість електричної енергії у споживачів, в тому числі соціально значимих об'єктів, споживачів I та II категорії.

Незадовільний стан мереж 0,4 кВ може привести до негативних соціально-економічних наслідків, виникає загроза тривалого знеструмлення значної частини населених пунктів.

Технічні втрати електроенергії при її транспортуванні в розподільних мережах є основою нормативу, що визначає економічно обґрунтовані технологічні втрати електроенергії. В міських розподільних електричних мережах значною складовою втрат електроенергії (до 30 %) є втрати холостого ходу (х.х.) трансформаторів P_{xx} . Зниження коефіцієнтів завантаження трансформаторів в наслідок перерозподілу електроенергії збільшує частку х.х. в сумарних втратах в трансформаторах. При розрахунках балансу енергії втрат P_{xx} у трансформаторах приймаються рівними паспортним значенням $P_{пасп.}$. На практиці паспортне значення $P_{xx \text{ пасп.}}$ не завжди відповідає реальним втратам у трансформаторі та для різних трансформаторів різниця може бути значна. Хибне значення P_{xx} призводить до суттєвої помилки в розрахунках відпуску електроенергії. Можна стверджувати, що втрати електричної енергії у силових трансформаторах з часом змінюються та динаміка цих змін залежить, як мінімум від терміну та умов експлуатації, а також від видів та кількості пошкоджень трансформаторів і якості їх ремонтів

Старе обладнання підвищує імовірність виникнення пожеж та вибухів цих трансформаторів, так як погана герметизація, механічні пошкодження, наявність сторонніх домішок в ізоляційній середовищі та інше, незалежно від типу трансформатора, можуть призвести до короткого замикання всередині нього та, як наслідок, до вибуху.

Станом на 01.01.2021 на підприємстві ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» знаходяться в експлуатації трансформатори напругою 6(10)/0,4 кВ загальною кількістю 932 шт. з них 311 шт. тобто 33% більше 40 років які втратили свої першопочаткові параметри і мають великі втрати холостого ходу через зношення магнітопроводу та втрати потужності і вимагають заміни. Термін служби 45-50 років визначається критичним.

В якості енергозберігаючого заходу планується замінити морально та фізично застарілі трансформатори класом напруги 10/0,4 кВ та 6/0,4 кВ на сучасні трансформатори ТМГ, які мають герметичне виконання, з поліпшеними технічними характеристиками.

Переваги герметичних масляних трансформаторів ТМГ в тому, що вони менше за габаритами і вагою, а так само мають мінімальні експлуатаційні витрати і:

- не вимагають проводити відбір проби масла;
- практично не вимагають витрат на передпускові роботи;
- не вимагають витрат на обслуговування при їх експлуатації;
- не потребують профілактичних ремонтів та ревізій протягом всього терміну експлуатації.

Проектно-кошторисна документація на будівництво та реконструкцію мереж 0,4-10 кВ у 2022 році затверджена наказом ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» від 22.06.2021 209/010.02-02.

У 2022 р. заплановано виконати технічне переоснащення з заміною силових трансформаторів по об'єктам:

1. м. Дніпро (Дніпроперовські РЕМ): ТП-124 2Т 6/0,4 кВ та ТП-207 1Т 6/0,4 кВ.

ТП-124 розташована в житловій забудові Чечеловського району та живить споживачів II категорії надійності (житлові будинки з електроплитами). Трансформатор 2Т типу ТМ-630/6/0,4 з групою з'єднання обмоток Y/Yн-0 1971 року виробництва, знаходиться в експлуатації 50 років, що перевищує гарантійний термін 25 років (дефект з кодом Я11 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»).

Згідно акту дефектів під час огляду ТП-124 було виявлено:

- руйнування покриття зовнішньої поверхні бака та деформація радіаторів призведе до зниження циркуляції масла, та як наслідок до перегріву;
- підвищений шум трансформатору (дефект з кодом Я18 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»);
- обмотки трансформатора не захищені від внутрішніх перенапруг за допомогою ОПН, що порушує пункт 4.2.186 та 4.2.173 ПУЕ-2017.

Згідно протоколу випробувань від 04.07.2015 №342. Опір обмоток ВН постійному струму між фазами відрізняється більш ніж на 2%, що вище нормативного значення згідно п. 8.6 СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».

Враховуючи вищевикладене для надійного та якісного електропостачання споживачів, доцільно виконати заміну силового трансформатора ТМ-630/6/0,4 на силовий трансформатор ТМГ потужністю 630 кВА 6/0,4 кВ.

ТП-207 забезпечує електроживленням споживачів II та III категорії. Трансформатор 1Т типу ТМ-630/6/0,4 з групою з'єднання обмоток Y/Yн-0 1973 року виробництва, знаходиться в експлуатації 48 років, що перевищує гарантійний термін 25 років (дефект з кодом Я11 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»).

Згідно акту дефектів під час огляду ТП-207 було виявлено:

- корозійний знос баку;
- механічні дефекти прохідних ізоляторів;
- механічний знос контактних різьбових з'єднань;
- обмотки трансформатора не захищені від внутрішніх перенапруг за допомогою ОПН, що порушує пункт 4.2.186 та 4.2.173 ПУЕ-2017.

Згідно протоколу випробувань від 08.07.2015 №423. Опір обмоток НН постійному струму не відповідає вимогам п. 8.6 СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».

Враховуючи вищевикладене для надійного та якісного електропостачання споживачів, доцільно виконати заміну силового трансформатора ТМ-630/6/0,4 на силовий трансформатор ТМГ потужністю 630 кВА 6/0,4 кВ.

2. м. Вільногірськ (Жовтоводські РЕМ):ТП-10 1Т 6/0,4 кВ та ТП-6 1Т 6/0,4 кВ.

ТП-10 забезпечує живленням житлові будинки по вул. Гагаріна, вул. Молодіжна, дитячі комунальні заклади №2 та №3, газову котельню та інших споживачі. З них наявні споживачі II та III категорії надійності електропостачання.

Силовий трансформатор 1Т типу ТМ-630/6/0,4 з групою з'єднання обмоток Y/Yn-0 1963 року виробництва, експлуатується 58 років, що перевищує гарантійний термін 25 років (дефект з кодом Я11 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»).

Згідно акту дефектів під час огляду ТП-10 було виявлено:

- сколи та тріщини на ізоляторах фаз А, В, С зі сторони ВН (дефект з кодом Я12 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») та на ізоляторах НН трансформатора (дефект з кодом Я15 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»);

- обмотки трансформатора не захищені від внутрішніх перенапруг за допомогою ОПН, що порушує пункт 4.2.186 та 4.2.173 ПУЕ-2017;

Згідно протоколу випробувань від 23.01.2020 №31/20 опір обмоток ВН постійному струму трансформатора між фазами АС відрізняється від АВ та ВС більш ніж на 2%, що вище нормативного значення згідно п. 8.6 СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання». Значення опору ізоляції обмоток ВН фаз АС трансформатора нижче нормативних значень згідно п. 8.3.1 СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».

Трансформатор 1Т не придатний до експлуатації та ремонту в зв'язку з неможливістю закупівлі запчастин, так як він виготовлений більше 50 років тому. Враховуючи вищевикладене для надійного та якісного електропостачання споживачів, доцільно виконати заміну силового трансформатора ТМ-630/6/0,4 на силовий трансформатор ТМГ потужністю 630 кВА 6/0,4 кВ.

ТП-6 забезпечує живленням житлові будинки по вул. Центральна, вул. Варена, вул. Гагаріна та вул. ім. Ю.М. Устипенка. З них наявні споживачі II та III категорії надійності електропостачання.

Силовий трансформатор 1Т типу ТМ-630/6/0,4 з групою з'єднання обмоток Y/Yn-0 1968 року виробництва, експлуатується 53 років, що перевищує гарантійний термін 25 років (дефект з кодом Я11 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»).

Згідно акту дефектів під час огляду ТП-6 було виявлено:

- механічні руйнування (сколи та тріщини) опорних ізоляторів струмопровідних шин 0,4 кВ.

- сколи та тріщини на ізоляторах фаз А, В, С зі сторони ВН дефект з кодом Я12 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») та на ізоляторах НН трансформатора (дефект з кодом Я15 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»);

- обмотки трансформатора не захищені від внутрішніх перенапруг за допомогою ОПН, що порушує пункт 4.2.186 та 4.2.173 ПУЕ-2017;

- підвищений шум трансформатору (дефект з кодом Я18 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»).

Згідно протоколу випробувань від 23.01.2020 №26/20 опір обмоток ВН постіному струму трансформатора між фазами АС відрізняється від АВ та ВС більш ніж на 2%, що вище нормативного значення згідно п. 8.6 СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання». Значення опору ізоляції обмоток ВН фаз АС трансформатора нижче нормативних значень згідно п. 8.3.1 СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».

Трансформатор 1Т не придатний до експлуатації та ремонту в зв'язку з неможливістю закупівлі запчастин, так як він виготовлений більше 50 років тому. Враховуючи вищевикладене для надійного та якісного електропостачання споживачів, доцільно виконати заміну силового трансформатора ТМ-630/6/0,4 на силовий трансформатор ТМГ потужністю 630 кВА 6/0,4 кВ.

3. м. Павлоград (Павлоградські РЕМ): ТП-25 2Т 6/0,4 кВ, ТП-14П 1Т 6/0,4 кВ та ТП-13 1Т 6/0,4 кВ.

ТП-25 розташована по вул. Сташкова, 13А та забезпечує електроживленням споживачів III категорії. Трансформатор 2Т типу ТМ-630/6/0,4 з групою з'єднання обмоток У/Ун-0 1967 року виробництва, експлуатується 54 роки, що перевищує гарантійний термін 25 років (дефект з кодом Я11 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»).

Згідно акту дефектів під час огляду ТП-25 було виявлено:

- корозію радіаторів охолодження та руйнування ущільнювачів, що як наслідок призводить до течі масла з трансформатору (дефект з кодом Я13 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»);

- механічні руйнування (сколи та тріщини) опорних ізоляторів струмопровідних шин 0,4 кВ.

Згідно протоколу випробувань від 11.08.2018 №4/245 опір обмоток ВН постіному струму трансформатора між фазами АВ відрізняється від АС та ВС більш ніж на 2%, що вище нормативного значення згідно п. 8.6 СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання». Також значення опору ізоляції обмоток ВН фаз АВ, АС трансформатора нижче нормативних значень згідно п. 8.3.1 СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».

Трансформатор 2Т не придатний до експлуатації та ремонту в зв'язку з неможливістю закупівлі запчастин, так як він виготовлений більше 50 років тому. Враховуючи вищевикладене для надійного та якісного електропостачання споживачів, доцільно виконати заміну силового трансформатора ТМ-630/6/0,4 на силовий трансформатор ТМГ потужністю 630 кВА 6/0,4 кВ.

ТП-14П розташована по вул. Достоєвського, 3А та забезпечує електроживленням споживачів III категорії. Силовий трансформатор 1Т типу ТМ-630/6/0,4 з групою з'єднання обмоток У/Ун-0 1968 року виробництва, експлуатується 53 роки, що перевищує гарантійний термін 25 років (дефект з кодом Я11 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»).

Згідно акту дефектів під час огляду ТП-14П було виявлено:

- руйнування покриття зовнішньої поверхні бака;
- підтікання масла із зварювальних швів (дефект з кодом Я13 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»);
- пошкодження введів 0,4 кВ (дефект з кодом Я15 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»);

– підвищений шум трансформатору (дефект з кодом Я18 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»).

Згідно протоколу випробувань від 21.01.2018 №4/017 опір обмоток ВН-НН трансформатора не відповідає вимогам п. 8.3.1 СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання». Опір ізоляції обмоток ВН постійному струму трансформатора між фазами АВ відрізняється від АС та ВС більш ніж на 2% що вище нормативного значення згідно п. 8.6 СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».

Трансформатор 1Т не придатний до експлуатації та ремонту в зв'язку з неможливістю закупівлі запчастин, так як він виготовлений більше 50 років тому. Враховуючи вищевикладене для надійного та якісного електропостачання споживачів, доцільно виконати заміну силового трансформатора ТМ-630/6/0,4 на силовий трансформатор ТМГ потужністю 630 кВА 6/0,4 кВ.

ТП-13 розташована по вул. Заводська, 26А та забезпечує електроживленням споживачів III категорії. Силовий трансформатор 1Т типу ТМ-560/6/0,4 з групою з'єднання обмоток Y/Yn-0 1946 року виробництва, знаходиться в експлуатації 75 років, що перевищує гарантійний термін 25 років (дефект з кодом Я11 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»).

Згідно акту дефектів під час огляду ТП-13 було виявлено:

– підвищений шум трансформатору (дефект з кодом Я18 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»);

– обмотки трансформатора не захищені від внутрішніх перенапруг за допомогою ОПН, що порушує пункт 4.2.186 та 4.2.173 ПУЕ-2017;

– пошкодження вводів 0,4 кВ (дефект з кодом Я15 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»).

Згідно протоколу випробувань від 17.08.2018 №4/271 опір обмоток ВН-НН трансформатора не відповідає вимогам п. 8.3.1 СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання». Опір ізоляції обмоток ВН постійному струму трансформатора між фазами АВ відрізняється від АС більш ніж на 2% що вище нормативного значення згідно п. 8.6 СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».

Трансформатор 1Т не придатний до експлуатації та ремонту в зв'язку з неможливістю закупівлі запчастин, так як він виготовлений більше 50 років тому. Враховуючи вищевикладене для надійного та якісного електропостачання споживачів, доцільно виконати заміну силового трансформатора ТМ-560/6/0,4 на силовий трансформатор ТМГ потужністю 630 кВА 6/0,4 кВ

Застосування СІП на ПЛ-0,4 кВ та на ПЛ-6 кВ дасть можливість значно зменшити кількість відключень, експлуатаційні витрати, вирішити проблему розчистки трас в міській зоні, підвищити безпеку виконання робіт на ПЛ, а також значно знизити втрати, в першу чергу, за рахунок неможливості несанкціонованого споживання електроенергії, що в свою чергу покращить фінансові можливості компанії.

На відміну від традиційних ПЛ-0,4 кВ з неізольованими проводами ЛЕП із СІП мають ряд переваг:

- 1) вища експлуатаційна надійність (в 3-3,5 рази) – зменшення можливості виникнення пожеж внаслідок короткого замикання і обриву проводів, особливо в лісових масивах, виключення коротких замикань через перехрещення проводів, дотику проводів до дерев, накидів, ушкодження ізоляторів;

- 2) зменшення навантаження на опори від впливу ожеледі та вітру на 30 %;
- 3) зменшення реактивного опору майже у 3 рази та втрат від спаду напруги на 1-2 %, що збільшує пропускну здатність лінії, чим покращують якість електроенергії у споживачів;
- 4) підвищується безпека виконання всіх видів робіт на лінії та поблизу неї;
- 5) значно спрощується технологія монтажу, а також зменшуються затрати на обслуговування ліній;
- 6) можливість спільної підвіски проводів низької напруги;
- 7) запобігання розкраданню електроенергії, виключається можливість несанкціонованого підключення до повітряної лінії шляхом «накиду» на проводи;
- 8) ізоляція проводів виготовляється з стабілізованого (стійкого до впливу ультрафіолетового випромінювання), зшитого негорючого поліетилену, що гарантує якість і довговічність роботи повітряної лінії;
- 9) скорочення терміну техобслуговування на 80 %, в тому числі зменшення витрат на розчищення трас;

Досвід експлуатації повітряних ліній електропередач (ЛЕП) напругою 0,4 кВ з голими (неізольованими) проводами вказує на недоліки:

- 1) утворення ожеледі та руйнування ЛЕП під її впливом;
- 2) вимкнення ЛЕП від пошкодження (перехрещення) проводів внаслідок їх провисання;
- 3) необхідність розчищення траси від зарослі дерев;
- 4) стиснені умови щодо проходження траси ЛЕП;
- 5) високі експлуатаційні витрати на обслуговування ЛЕП;
- 6) підвищена небезпека при обриві проводу (нещасні випадки з людьми та тваринами).

Для зменшення втрат електроенергії заплановано винос лічильників електроенергії у населення з квартир на сходові клітини.

Для підвищення надійності електропостачання споживачів компанії, зменшення тривалості відключень та недовідпуску електроенергії, на ПЛ-6 кВ, планується встановити реклоузери.

Забезпечення високого рівня експлуатаційного обслуговування устаткування існуючих розподільних мереж на старій елементній базі ТП, РП неможливо. Обладнання, яке вже не має комутаційного ресурсу, знижені експлуатаційні якості та параметри перехідних опорів контактних з'єднань, що в кінцевому підсумку знижує основні показники надійності розподільної мережі, і як результат негативно впливає на якість електропостачання споживачів.

З метою поліпшення показників SAIDI в Плані розвитку заплановано технічне переоснащення ТП з заміною трансформаторів типу ТМ на трансформатори сучасного типу ТМГ та заміна масляних вимикачів на вакуумні, що дозволить зменшити витрати на експлуатацію обладнання та запровадити АСДТК, що в свою чергу збільшить надійність електропостачання споживачів.

Будівництво нових та реконструкція існуючих кабельних ліній напругою 6-10 кВ з застосуванням кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену, які мають ряд переваг перед кабелями з паперовою просоченою ізоляцією:

- підвищена робоча температура, що дозволяє збільшити пропускну здатність;
- підвищена стійкість при роботі в умовах перевантажень і коротких замикань;
- можливість прокладки на трасах з необмеженою різницею рівнів;
- відсутність витоку масла, що знижує ризик забруднення навколишнього середовища;
- не містять масла, бітуму, свинцю, що спрощує монтаж, експлуатацію і усуває екологічно несприятливі фактори;
- надійніші в експлуатації і вимагають менших витрат на реконструкцію та утримання кабельних ліній;

- менша вага і допустимий радіус вигину;
- можливість виготовлення кабелів великої будівельної довжини.

Будівництво нових та реконструкція існуючих кабельних ліній напругою 0,4 кВ на кабелі з ПВХ ізоляцією, знизить ризик витоку масла при пошкодженнях і виконанні ремонтів та, як наслідок забруднення навколишнього середовища.

Відсутність масла, бітуму, свинцю, спростить монтаж, експлуатацію і усуне екологічно несприятливі фактори.

Відмітимо, що у вихідних даних для розробки проектної документації по заходам з реконструкції ПЛ-0,4 кВ та КЛ-0,4 кВ було враховано, що потужність побутових споживачів становитиме не нижче 5 кВт, згідно вимог п. 2.4.2 глави 2.4 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 312 «Про затвердження Правил роздрібного ринку електричної енергії» (зі змінами).

Планом розвитку передбачається встановлення розвантажувальних підстанцій в мережах, що розташовані в районах, навантаження в яких виходить за межі норми, та встановлення яких є економічно обґрунтованим.

З метою задоволення потреб споживачів в електричній енергії, підвищення якості електричної енергії, ліквідації «вузьких місць» та вирішення проблемних питань в електропостачанні споживачів області, зниження витрат електричної енергії на її передачу, зменшення недовідпуску електроенергії, доведення технічного стану електричних мереж до відповідності вимогам чинних нормативних документів, зниження рівня аварійності, зменшення кількості технологічних порушень, забезпечення соціально-економічного розвитку передбачено розробка проектів та встановлення розвантажувальних ТП:

У м. Дніпро (Дніпропетровські РЕМ) у 2022 році заплановано:

Будівництво розвантажувального КТП-6/0,4 кВ з АВР для переведення навантаження ТП-9к, м. Дніпро.

Наявність проектної документації, зазначений в ній обсяг робіт:

Робочий проєкт СЕП-73-01/3764-2020 «Будівництво двотрансформаторної КТП-6/0,4 кВ з АВР для переведення навантаження ТП-9к, м. Дніпро» розроблений ТОВ «СХІДЕНЕРГОПРОЕКТ» у 2020 році.

Однотрансформаторне ТП-9к, електричне обладнання якого розташоване в будівлі промислового призначення, є джерелом живлення Адміністративно-побутового комплексу Дніпропетровських РЕМ в якому розташований оперативно-диспетчерський пункт оснащений автоматизованою системою диспетчерського технологічного керування (АСДТК). АСДТК дозволяє виконувати управління і контроль електричними мережами, що отримують живлення від ЦРП-1, ЦРП-2, ЦРП-3, ЦРП-4 та ЦРП-5, тобто всієї південної частини м. Дніпро. На даний час оперативно-диспетчерський пункт Дніпропетровських РЕМ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» має одне джерело живлення, а саме РУ-6 кВ ГПП-2 ком.208 ТОВ «Інтер Мікро Дельта Інк».

На протязі останніх 3 років зафіксовані багаторазові відключення РУ-6 кВ ГПП-2 ком.208 ТОВ «Інтер Мікро Дельта Інк», що призводить до знеструмлення оперативно-диспетчерського пункту Дніпропетровських РЕМ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» оснащеного АСДТК.

Висновок:

- зазначена будівля не відповідає вимогам нормативної документації та суперечить п.п 4.2.88, п.п. 4.2.91, п.п. 4.2.95, п.п 4.2.106, п.п 4.2.117 Правил улаштування електроустановок;
- в АБК розташовується оперативно-диспетчерський пункт Дніпропетровських РЕМ оснащений АСДТК, який згідно п. 6.11.9 ГКД 34.20.507-2003. «Засоби диспетчерського та технологічного управління» має бути забезпечений гарантованим електричним живленням та потребує два незалежних джерела живлення. Конструктивне виконання будівлі не передбачає розміщення в ній

- другого трансформатору;
- частина будівлі в якій розташоване обладнання РУ-6 кВ за своїми розмірами не дає змоги виконати модернізацію з монтажу нового обладнання для окремого джерела живлення.

Модернізація існуючої будівлі ТП-9к недоцільна, оскільки не виправить недоліки у повному обсязі.

Таким чином для відповідності вимогам нормативної документації, ГКД та ПУЕ економічно доцільне будівництво двотрансформаторної КТП для переведення навантаження від існуючого ТП-9к з демонтуванням електричного обладнання.

У 2022 році планується розробити проектну документацію (через велику протяжність лінії, що не відповідає СОУ-У МЕВ ЕЕ40.1-00100227-01:2016 «Частина 2. Технічна політика у сфері побудови та експлуатації розподільних електричних мереж» та значне навантаження, ПЛ не забезпечує якість електричної енергії в точках приєднання споживачів у кінці лінії відповідно до параметрів визначених у ДСТУ EN50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення») для заходів:

- будівництво розвантажувального ЩТП 6 кВ для переведення навантаження ПЛ-0,4 кВ ТП-7к РБ-7 з реконструкцією ПЛ-0,4 кВ м. Дніпро, ДнРЕМ;
- будівництво розвантажувального ЩТП 6 кВ для переведення навантаження ПЛ-0,4 кВ КТП-11к РБ-3 з реконструкцією ПЛ-0,4 кВ м. Дніпро, ДнРЕМ;
- будівництво розвантажувального ЩТП 6 кВ для переведення навантаження ПЛ-0,4 кВ КТП-532 РБ-2 з реконструкцією ПЛ-0,4 кВ м. Дніпро, ДнРЕМ.

Встановлення розвантажувальних підстанцій забезпечить належну надійність електропостачання споживачів, збільшить пропускну спроможність електричних мереж, знизить нормативних втрат електроенергії в кабельних та повітряних лініях за рахунок зменшення їх довжини.

В м. Кривий Ріг (Криворізькі РЕМ) у 2022 році заплановано:

Будівництво розвантажувального КТП-6/0,4 кВ з заміною проводу АС на СП існуючих ПЛ-0,4 кВ від КТП-861 РБ-5, РБ-13 по вул. Спортивна, та вул. Вишнева м. Кривий Ріг;

Наявність проектної документації, зазначений в ній обсяг робіт:

Робочий проєкт СЕП-75-01/3766-2020 «Будівництво розвантажувального КТП-6/0,4 кВ з заміною проводу АС на СП існуючих ПЛ-0,4 кВ від КТП-861 РБ-5, РБ-13 по вул. Спортивна та вул. Вишнева м. Кривий Ріг» розроблений ТОВ «СХІДЕНЕРГОПРОЕКТ» у 2020 році.

ПЛ-0,4 кВ від КТП-861 РБ-5 по вул. Спортивна довжиною – 1,7 км та ПЛ-0,4 кВ від КТП-861 РБ-13 по вул. Вишнева довжиною – 1,4 км виконані проводом марки АС-35 введені в експлуатацію у 1996 році, прийняті на баланс ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» у 2003 році.

Кількість юридичних споживачів - 23, побутових – 485

Характеристика споживачів, які отримають живлення від даного об'єкту:

- об'єкти 3 категорії – приватні житлові будинки.

Скарги, приписи та ін. особливі вимоги: тільки на протязі 2020 року надійшли 4 скарги від споживачів на «ГАРЯЧУ ЛІНІЮ 1545 Дніпропетровського регіонального центру» електричної енергії на неякісне надання послуг з електропостачання., на протязі 2021 року надійшло 11 звернень до колл-центру ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» щодо неякісного надання послуг з електропостачання.

Електрофікація приватних житлових будинків проводилася без проекту та розрахунків навантаження на ПЛ, не дотримані нормативні вимоги вибору перерізу проводів та довжини лінії, через що якість напруги у споживачів не відповідає вимогам нормативних документів. Через велику протяжність лінії, що не відповідає СОУ-У МЕВ ЕЕ40.1-00100227-01:2016 «Частина 2. Технічна політика у сфері побудови та експлуатації розподільних електричних мереж» та значне навантаження, ПЛ не забезпечує якість електричної енергії в точках приєднання споживачів у кінці лінії відповідно до параметрів визначених у ДСТУ

EN50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення»

Актом дефектів від 19.04.2019 зафіксовано, що:

- стійки опор ПЛ-0,4 кВ КТП-861 РБ-5 та ПЛ-0,4 кВ КТП-861 РБ-13 різного типу, частина з яких, на окремих ділянках повітряної лінії, пошкодженні та знаходиться в незадовільному стані – руйнування бетонної основи та оголена арматура;

- переріз проводів 35 мм² ПЛ-0,4 кВ від КТП-861 РБ-5, РБ-13 не відповідає фактичному навантаженню.

Величина напруги в РУ-0,4 кВ КТП-861 складає:

1Т –фаза «А-0» - 226 В, фаза «В-0» - 224 В, фаза «С-0» - 221 В;

2Т –фаза «А-0» - 226 В, фаза «В-0» - 224 В, фаза «С-0» - 221 В.

Перемикач ПБЗ знаходиться в V положенні.

Напруга у кінцевих споживачів за результатами проведених вимірів:

ПЛ-0,4 кВ КТП-861 РБ-5 по вул. Спортивна складає: 185 В;

ПЛ-0,4 кВ КТП-861 РБ-13 по вул. Вишнева складає: 190 В.

Існуюче навантаження приєднань згідно укладених договорів за останні 3 роки зросло в 1,3 рази, та складає:

КТП-861 6/0,4 кВ: 1Т – 303,7 кВт, КТП-861 6/0,4 кВ: 2Т – 260 кВт.

ПЛ-0,4 кВ КТП-861 РБ-5– 303,7 кВт, РБ-13 - 255 кВт.

Прогнозоване навантаження з урахуванням вимог постанови НКРЕКП від 17.03.2021р. №475:

ПЛ-0,4 кВ КТП-861 РБ-5– 459,7 кВт, РБ-13 - 384,5 кВт.

Траса ПЛ проходить в умовах забудованої частини міста з перетином інженерних комунікацій.

У зв'язку з «Рішенням Павлоградської міської ради Дніпропетровської області 36 сесії VII скликання» щодо відключення міста Павлоград від централізованого опалення та переведення міста на електроопалення - завантаження мереж 0,4 кВ від ТП-35, ТП-23, ТП-3, ТП-9 не забезпечують пропуск навантаження надійного електропостачання споживачів при переведенні житлового будинку на електроопалення, особливо в осінньо-зимовий період.

В м. Павлоград (Павлоградські РЕМ) у 2022 році заплановано:

Будівництво розвантажувального КТП 6 кВ для переведення навантаження ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-13, РБ-14 та КЛ-0,4 кВ ТП-25 РБ-4, РБ-11 до буд. №2, 4 по Вул. Г. України, КЛ-0,4 кВ ТП-25 РБ-11 до буд. №6 по вул. Г. України м. Павлоград.

Рішення щодо будівництва розвантажувального КТП 6 кВ для переведення навантаження ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-13, РБ-14 та КЛ-0,4 кВ ТП-25 РБ-4 до будинку №2 по вул. Героїв України, КЛ-0,4 кВ ТП-25 РБ-11 до будинків №6 та №4 по вул. Героїв України прийняте на підставі збільшення прогнозованого навантаження викликаного «Рішенням Павлоградської міської ради Дніпропетровської області 36 сесії VII скликання» від 25.04.2018р. №1178-36/VII щодо відключення міста Павлоград від централізованого опалення.

Наявність проектної документації, зазначений в ній обсяг робіт:

Робочий проєкт СЕП-72-01/3763-2020 «Будівництво розвантажувального КТП 6 кВ для переведення навантаження ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-13, РБ-14 та КЛ-0,4 кВ ТП-25 РБ-4 до будинку №2 по вул. Героїв України, КЛ-0,4 кВ ТП-25 РБ-11 до будинків №6 та №4 по вул. Героїв України, м. Павлоград» розроблений ТОВ «СХІДЕНЕРГОПРОЕКТ» у 2020 році.

Потужність ТП-35 – 1Т 630 кВА, 2Т 630 кВА.

Потужність ТП-25 – 1Т 600 кВА, 2Т 630 кВА.

Згідно проведених вимірів величина існуючої напруги в РУ-0,4 кВ ТП-35 становить

1Т –фаза «А-0» - 226 В, фаза «В-0» - 224 В, фаза «С-0» - 221 В;

2Т –фаза «А-0» - 222 В, фаза «В-0» - 220 В, фаза «С-0» - 225 В.

Згідно проведених вимірів величина існуючої напруги в РУ-0,4 кВ ТП-25 становить

1Т –фаза «А-0» - 226 В, фаза «В-0» - 224 В, фаза «С-0» - 221 В;

2Т –фаза «А-0» - 223 В, фаза «В-0» - 221 В, фаза «С-0» - 220 В.

Загальне навантаження трансформатора 1Т ТП-35 згідно додатків №2 до договорів споживачів про надання послуг з розподілу електричної енергії (Паспортів точки розподілу електричної енергії) приєднаних до 1 секції шин 0,4 кВ складає 1262,6 кВт.

Загальне навантаження трансформатора 2Т ТП-35 згідно додатків №2 до договорів споживачів про надання послуг з розподілу електричної енергії (Паспортів точки розподілу електричної енергії) приєднаних до 2 секції шин 0,4 кВ складає 1 554,5 кВт.

Від ТП-35 отримує живлення споживач із струмоприймачами 2 категорій надійності, а саме КНС №3 КП «ПУВКГ» та загальноосвітня середня школа №6 відділу освіти ПМР. ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-13 живить житлові будинки по вул. Зарічна, вул. Кабака, пров. Зарічний.

Повітряна лінія 0,4 кВ ТП-35 РБ-13 приєднана до 2 секції шин та отримує живлення від силового трансформатора 2Т. ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-13 експлуатується більше 40 років. Магістраль лінії змонтована неізолюваним проводом 4А-50 загальною довжиною 1004 м що суперечить СОУ-У МЕВ ЕЕ40.1-00100227-01:2016 «Частина 2. Технічна політика у сфері побудови та експлуатації розподільних електричних мереж». ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-13 живить житлові будинки по вул. Зарічна, вул. Кабака, пров. Зарічний. Загальне навантаження ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-13 згідно додатків №2 до договорів споживачів про надання послуг з розподілу електричної енергії (Паспортів точки розподілу електричної енергії) складає 111,4 кВт. ПЛ - 0,4 кВ ТП-35 РБ-13 працює на межі допустимого тривалого струму згідно таблиці 1.3.42 ГОСТ 839-80 ПУЕ-2017. До того ж через велику протяжність та значне навантаження на ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-13 споживачі, які приєднані в кінці лінії отримують напругу значно нижче значень визначених у ДСТУ EN50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення».

Напруга у кінцевих споживачів за результатами проведених вимірів:
ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-13 складає: 195 В

Повітряна лінія 0,4 кВ ТП-35 РБ-14 приєднана до 2 секції шин та отримує живлення від силового трансформатора 2Т. ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-14 експлуатується більше 40 років. Магістраль лінії змонтована неізолюваним проводом 4А-50 загальною довжиною 200 м. Від ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-14 отримує живлення багатоповерховий житловий будинок № 17 по вул. Героїв України та загальноосвітня середня школа №6 відділу освіти ПМР, яка відноситься до II категорії надійності споживачів та потребує два незалежних джерела живлення. Загальне навантаження на ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-14 згідно додатків №2 до договорів споживачів про надання послуг з розподілу електричної енергії (Паспортів точки розподілу електричної енергії) складає 388,2 кВт. Переріз проводу ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-14 не відповідає фактичному навантаженню в мережі 180 А. Допустимий тривалий струм для проводу А-50 за ГОСТ 839-80 згідно ПУЕ-2017 складає 165 А

Напруга у кінцевих споживачів за результатами проведених вимірів:

ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-14 складає: 185 В

Скарги, приписи та ін. особливі вимоги: тільки на протязі 2019-2020 року надходили скарги від споживачів на «ГАРЯЧУ ЛІНІЮ 1545 Дніпропетровського регіонального центру» та до колл-центру ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» щодо неякісного надання послуг з електропостачання.

КЛ-0,4 кВ ТП-25 РБ-4 живить житловий будинок № 2 по вул. Героїв України, КЛ-0,4 кВ ТП-25 РБ-11 живить житлові будинки № 4 та № 6 по вул. Героїв України в м. Павлоград (споживачі III категорії). КЛ-0,4 кВ ТП-25 РБ-11 до буд. № 6 та КЛ-0,4 кВ від буд. № 6 до буд. № 4 по вул. Героїв України та КЛ-0,4 кВ ТП-25 РБ-4 до буд. № 2 по вул. Героїв України – експлуатуються більше 40 років. Вищезазначені кабельні лінії передані на баланс ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» у 2003 році.

Дозволена потужність згідно додатків №2 до договорів споживачів про надання послуг з розподілу електричної енергії (Паспортів точки розподілу електричної енергії) складає:

- ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-13 – 177,4 кВт;
- ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-14 – 467 кВт;
- будинку №2 по вул. Героїв України – 92,1 кВт;

- будинку №6 по вул. Героїв України – 136,8 кВт;
- будинку №4 по вул. Героїв України – 136,8 кВт.

Існуюче навантаження:

- ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-13 – 214 А;
- ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-14 – 555 А;
- на КЛ-0,4 кВ ТП-25 РБ-4 до будинку №2 по вул. Героїв України – 97 А;
- на КЛ-0,4 кВ ТП-25 РБ-11 до будинку №6 по вул. Героїв України – 230 А;
- на КЛ-0,4 кВ від будинку № 6 до будинку №4 по вул. Героїв України – 130 А.

КЛ-0,4 кВ ТП-25 РБ-11 до будинку №6 по вул. Героїв України працює на межі допустимого тривалого струму згідно таблиці 1.3.42 ГОСТ 839-80 ПУЕ-2017.

Прогнозоване навантаження згідно договорів:

- ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-13 – 177,4 кВт;
- ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-14 – 388,2 кВт
- будинку №2 по вул. Героїв України – 113 кВт;
- будинку №6 по вул. Героїв України – 143 кВт;
- будинку №4 по вул. Героїв України – 143 кВт.

Прогнозоване навантаження з урахуванням вимог постанови НКРЕКП від 17.03.21 р. №475:

- на ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-13 – 267,4 кВт;
- на ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-14 – 667 кВт;
- на КЛ-0,4 кВ від нового КТП до будинку №2 по вул. Героїв України – 113 кВт;
- на КЛ-0,4 кВ від нового КТП до будинку №4 по вул. Героїв України – 143 кВт;
- на КЛ-0,4 кВ від нового КТП до будинку №6 по вул. Героїв України – 143 кВт.

Для надійного та якісного живлення соціально значимих об'єктів, а саме КНС №3 КП «ПУВКГ», середньої загальноосвітньої школи №6 відділу освіти ПМР та побутових споживачів, що мешкають в приватних житлових будинках переважно з електроопаленням, а також у зв'язку зі значною протяжністю ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-13, що призводить до зниження напруги у споживачів, які підключені в кінці лінії, необхідно виконати будівництво розвантажувального КТП – 6/0,4 кВ для переведення навантаження ПЛ-0,4 кВ ТП-35 РБ-13, РБ-14. У зв'язку з необхідністю реконструкції КЛ-0,4 кВ ТП-25 РБ-4 до будинку №2 по вул. Героїв України та КЛ-0,4 кВ ТП-25 РБ-11 до будинків №4 та №6 по вул. Героїв України, доцільно виконати будівництво КЛ-0,4 кВ до будинку №2, №4, №6 по вул. Героїв України від новозбудованого КТП-6/0,4 кВ, що буде розташоване в безпосередній близькості від зазначених житлових будинків.

У м. Жовті Води (Жовтоводські РЕМ) Дніпропетровської області існує велика кількість споживачів електроенергії з заниженою напругою через значну протяжність фідерів 0,4 кВ (4-8 км і більше). Окремі райони міста (від ТП-26) не газифіковані і більшість споживачів отоплюється взимку електрообігрівачами, тому при максимальному навантаженні ТП втрати електроенергії зростають і якість електроенергії суттєво нижче норми. Заплановано, також, у 2022 році розробити проектну документацію з будівництва ЩТП для розвантаження ПЛ-0,4 кВ ТП-107 РБ-1, РБ-2, РБ-4, РБ-5 та ТП-26 АВ-1, АВ-2 з реконструкцією ПЛ-0,4 кВ м. Жовті Води, ЖВРЕМ.

ПЛ-0,4 кВ від ТП-107 РБ-1 довжиною 1,181 км, РБ-2 довжиною 1,318 км, РБ-4 довжиною 0,771 км, РБ-5 довжиною 1,787 км, ПЛ-0,4 кВ ТП-26 АВ-1 довжиною 1,221 км, АВ-2 довжиною 1,282 км виконані неізолюваним проводом марки А-50.

Через велику протяжність ліній, що не відповідають СОУ-У МЕВ ЕЕ40.1-00100227-01:2016 «Частина 2. Технічна політика у сфері побудови та експлуатації розподільних електричних мереж» та значне навантаження, ПЛ не забезпечують якість електричної енергії в точках приєднання споживачів у кінці лінії відповідно до параметрів визначених у ДСТУ EN50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення».

Будівництво нових розвантажувальних ЩТП 6/0,4 кВ дозволить зменшити довжину

повітряних ліній ТП-107 РБ-1, РБ-2, РБ-4, РБ-5 та ТП-26 АВ-1, АВ-2, що забезпечить надійне постачання електроенергії споживачам житлових будинків.

Перелік об'єктів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення елементів системи розподілу компанії шляхом їх автоматизації та підвищення рівня середньої напруги 6 (10) кВ на 20 кВ.

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

3) зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних втрат електроенергії;

5) розробка планів розвитку інфраструктури системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, модернізація існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо);

10) підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги.

Переведення мереж 6 (10) кВ на рівень напруги 20 кВ дає змогу виконати основні вимоги до оператора системи розподілу:

- Приведення у відповідність незадовільний стан мереж та створити їх оптимальну конфігурацію.
- Підвищити якість електропостачання, безпеку та надійність, енергозбереження та енергоефективність.

Планом розвитку ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» передбачається підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги. Особливо слід відзначити енергоефективну спрямованість даних проєктів, що сприяє реалізації основних положень Енергетичної стратегії України щодо розвитку інфраструктури передачі електроенергії (перш за все за рахунок впровадження нових автоматизованих та інтелектуальних систем для забезпечення інтересів безпеки, економічності і ефективності в роботі нової мережі 20 кВ, що, в свою чергу, є базою для створювання в Україні «розумних енергосистем» – SmartGrid.

Основним пріоритетом у розвитку розподільної мережі 6–10 кВ є поступове переведення мережі на клас напруги 20 кВ з подальшим переходом від триступеневої системи передачі та розподілу електроенергії 110 (150) – 35 – 10 (6) кВ на двоступеневу 110 (150) – 20 кВ.

Розподільні мережі 10 (6) – 35 кВ компанії виконані переважно роз'єднаними радіальною і магістральною конфігурації, які отримують живлення від одного або двох центрів живлення. В міських мережах ці мережі споруджені як замкнуті, але експлуатуються в розімкнутому режимі. Мережі низької напруги 0,4 – 10 (6) кВ сильно розгалужені та характеризуються великою сумарною довжиною. Здебільшого, вони мають великий знос обладнання, низький відсоток автоматизації, застарілий релейний захист і автоматику, великі втрати електроенергії, високий відсоток неперспективних класів напруги (6 і 35 кВ).

Існуюча конфігурація розподільних мереж не завжди задовольняє вимогам надійності електропостачання, в мережах низький рівень розвитку і інтеграції автоматизованих систем оперативно-технологічного управління та моніторингу. Усі перемикання схеми здійснюються вручну оперативним персоналом. Перераховані недоліки мережі 6 кВ знижують (погіршують) індекс середньої тривалості відключень (SAIDI) та індекс середньої частоти відключень у системі (SAIFI) – міжнародних показників надійності електропостачання споживачів. Відносно застаріле обладнання, примітивні схеми і таке ж конструктивне ввиконання робіт розподільчих мереж – це головні причини досить великих втрат електричної енергії,

незадовільної надійності електропостачання, значних витрат на аварійно-відновлювальні роботи та на відшкодування збитків для споживачів від аварійного недовідпуску електроенергії, низького рівня безпеки експлуатації електричної мережі (у першу чергу для населення). Електричні мережі, їх схеми та обладнання у сучасному стані концептуально не адаптовані до вимог, які стоять перед сферою енергозабезпечення. За таких умов система електропостачання не задовольняє вимогам до надійності, якості, а головне не приносить бажаних прибутків. За таких умов настає стан прийняття рішення щодо реконструкції і модернізації електричної системи розподілення.

Використання напруги 20кВ дозволить зменшити втрати електроенергії в мережах низької напруги за рахунок зменшення довжини цих мереж внаслідок підведення вищої напруги до центрів навантаження.

До переваг при переведенні електричних мереж на клас напруги 20 кВ можна віднести:

- збільшення пропускної спроможності мереж;
- зменшення втрат електроенергії в мережах (до 15-20%);
- використання більш ефективного та економічного обладнання (ТП, РП) в габаритах старого;
- зменшення загальної довжини мереж 0,4 кВ та втрат в ній за рахунок використання щоглових КТП 20/0,4 кВ;
- створення резерву потужності для гарантованого надійного електропостачання споживачів;
- зменшення струмів короткого замикання;
- покращення показників якості електропостачання SAIDI и SAIFI за рахунок підвищення надійності роботи електрообладнання, зменшення недоотпуску електричної енергії шляхом автоматизації мережі, що, в свою чергу приведе до зменшення витрат на ремонт та експлуатацію мереж.

Впровадження 20 кВ доцільно в містах з високою щільністю електричних навантажень, при проектуванні нових мереж і реконструкції існуючих, що дозволить дати поштовх розвитку міст, вирішить проблеми зростання навантажень і зниження надійності електропостачання споживачів.

ПрАТ ПЕЕМ «ЦЕК» розроблено в 2017 р. техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) «Реконструкція електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ в м. Вільногірськ», ТЕО «Реконструкція підстанції «Пролісок» з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6/10 кВ на 20 кВ».

ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» планує:

- реконструкція підстанції «Пролісок» з реконфігурацією мережі зі зміною класу напруги 6/10 кВ на 20 кВ;
- реконструкція електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» зі зміною класу напруги 6 кВ на 20 кВ м. Вільногірськ.

В зв'язку з значним обсягом необхідних робіт з переоснащення елементів системи розподілу рівня напруги 20 кВ і вище, переведення розподільних мереж 6 (10) кВ компанії на 20 кВ можливо тільки після проведення першочергових робіт запланованих на прогнозний п'ятирічний період, які направлені на покращення показників якості електропостачання споживачів (SAIDI, SAIFI), зниження величини втрат електричної енергії, оновлення застарілого обладнання, яке вичерпало свій експлуатаційний ресурс, а також впровадження автоматизованих систем диспетчерського та технологічного керування (АСДТК).

22.3. Заходи з впровадження та розвитку автоматизованих систем диспетчерського та технологічного керування (АСДТК).

Категорія заходу (мета проведення заходу) відповідно до п.3.2.6 Кодексу систем розподілу:

1) удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

2) підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

8) розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;

9) упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року №311.

Відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018, система управління технологічними процесами прийому, передачі та розподілу електроенергії (АСКТП) містить у своєму складі в якості інтегрованих і взаємопов'язаних автоматизовану підсистему диспетчерського керування (АСДК) і автоматизовану підсистему технічного обліку електроенергії (АСТОЕ) та призначена для комплексного вирішення питань автоматизації процесів диспетчерського керування та отримання інформації, а саме:

- автоматизоване оперативно-диспетчерське керування технологічними процесами розподілу і передачі споживачам електричної енергії в мережах ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»;

- автоматизований технічний облік перетікань електроенергії між ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» і суміжними суб'єктами Енергоринку України;

- автоматизований технічний облік відпуску електроенергії споживачам електроенергії, що живляться по прямих фідерах від центральних розподільних пунктів ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»;

- автоматизований технічний облік прийому, розподілу і передачі електроенергії по розподільних пунктах ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», її споживання на власні потреби, оцінка втрат в технологічному устаткуванні і мережах;

- автоматизоване ведення технологічних процесів на розподільних пунктах ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», автоматизоване відображення і реєстрація спрацьовування пристроїв релейного захисту і автоматики;

- при необхідності, отримання вище вказаної інформації в ретроспективі.

Станом на 2018 рік було виконано проектування АСДТК на таких об'єктах:

- Диспетчерська ОДГ ДнРЕМ, м. Дніпро, вул. Б. Кротова 44;

- ЦРП-1 – м. Дніпро, вул. Павла Чубинського 2д (вул. Соціалістична);

- ЦРП-3 – м. Дніпро, вул. Янгеля, 38;

- ЦРП-4 – м. Дніпро, Запорізьке шосе, 4т;

- ЦРП-5 – м. Дніпро, проспект Богдана Хмельницького 122а (вул. Г. Сталінграду).

Компанією виконано впровадження АСКТП на ЦРП-3 вул. Янгеля, 38 та на ЦРП-1 вул. Павла Чубинського 2д, обладнано Диспетчерську ОДГ ДнРЕМ (м. Дніпро, вул. Б. Кротова 44) в м. Дніпро.

Станом на теперішній час виконано роботи по впровадженню АСКТП на нижченаведених об'єктах по існуючим проектам:

- Диспетчерська ОДГ ДнРЕМ;

- ЦРП-3 м. Дніпропетровськ, вул. Янгеля, 38.

- ЦРП-1 м. Дніпро, вул. Павла Чубинського 2д (вул. Соціалістична).

- ЦРП-2 – м. Дніпро, вул. Янгеля, 7д.

Телемеханізація по підстанціям 35-150 кВ запланована на наступні роки: проектування з подальшим виконанням робіт.

Відповідно концепції розвитку телемеханіки, повна телемеханізація підстанцій на підприємстві запланована до 2030 року. Обладнання телемеханіки планується фірми АBB RTU540-560 серії. В якості SCADA системи використовується програма СКАТ «ЕНЕРГО».

Кількість приєднань по ЦРП і класах напруги наведено в таблиці 22.1.

Таблиця 22.1

Кількість приєднань по ЦРП 6(10) кВ

№ з/п	Найменування об'єкту	Кількість приєднань	Тип вимикача	Блок автоматики	Клас напруги
1	ЦРП-1	19	ВВК-1-10-20/630 У3	УЗА-АТ	6кВ
2	ЦРП-2	22	ВВК-1-10-20/630 У3	УЗА-АТ	6кВ
3	ЦРП-3	9	ВВ/TEL-10-20/630 У2-У3	УЗА-АТ	6кВ
4	ЦРП-4	16	ВВ/TEL-10-20/630 У2-У3	УЗА-АТ	6кВ
5	ЦРП-5	20	ВКЕ-10/630		10кВ
Всього		86			

Канали зв'язку між ОДГ та енергооб'єктами відсутні.

Розвиток телемеханізації на період 2022-2026 рр. розроблений з урахуванням телемеханізації тих об'єктів, де виконано проектну документацію. Нові об'єкти телемеханізації згідно концепції розвитку телемеханіки на підприємстві вибрано за причини максимальної завантаженості на данні підстанції.

В таблиці 22.2 наведено пооб'єктний перелік РП (ПС) 6-10 кВ, на яких планується впровадити телемеханізацію.

Таблиця 22.2

Телемеханізація РП (ПС) 6-10 кВ

Назва РП (ПС) 6-10 кВ	Адреса	Кількість приєднань (ЛЕП, що відходять; ввода, комірки)	Рік впровадження	Орієнтовна вартість
Розробка проектної документації "Технічне переоснащення АСДК м. Вільногірськ, бульвар Миру, 1а, РП-2"			2022	74,89
Розробка проектної документації "Технічне переоснащення АСДК м. Вільногірськ, бульвар Миру, 13а, РП-3"			2022	69,07
Розробка проектної документації "Технічне переоснащення АСДК м. Вільногірськ, вул Степова, 12а, РП-1"			2022	79,12
Розробка проектної документації "Технічне переоснащення АСДК м. Жовті Води, вул. Бульвар Свободи, 42-а, ПС-10"			2022	70,14
Розробка проектної документації "Технічне переоснащення АСДК м. Жовті Води, вул. Заводська, 12-а, ПС-6"			2022	75,17
Розробка проектної документації "Технічне переоснащення АСДК м. Жовті Води, вул. Ольховська, 1-а, ПС-16"			2022	67,94
Розробка проектної документації "Технічне переоснащення АСДК м. Жовті Води, вул. Потапова, 59 ПС-1"			2022	69,07
Розробка проектної документації "Технічне переоснащення АСДК м. Жовті Води, вул. Франка, 56-а, ПС-14"			2022	87,01

Назва РП (ПС) 6-10 кВ	Адреса	Кількість приєднань (ЛЕП, що відходять; ввода, комірки)	Рік впровадження	Орієнтовна вартість
Розробка проектної документації "Технічне переоснащення АСДК м. Жовті Води, пров. Запорізький, 14-а, ПС-30"			2022	70,14
Розробка проектної документації "Технічне переоснащення АСДК м. Кривий Ріг, вул. Чуковського, 31А, РП-76"			2022	69,02
Розробка проектної документації "Технічне переоснащення АСДК м. Павлоград, вул. Преображенська, 1 РП-Компресорна"			2022	75,46
Впровадження єдиної системи моніторингу показників якості ОМС			2022	998
Облаштування ПС/РП датчиками відключень для ОМС			2022	1671,92
ЦРП-4 м. Дніпро	м. Дніпро, Запорізьке шосе, 4т	16	2022	1574,02
ЦРП-5 м. Дніпро	м. Дніпро, проспект Богдана Хмельницького 122а	20	2022	1843,03
ПС-14	м. Жовті Води, вул. Франка, 56-а;	12	2023	864
РП-76 м. Кривий Ріг	м. Кривий Ріг, вул. Чуковського, 31А	5	2023	480
ПС-10	м. Жовті Води, вул. Бульвар Свободи, 42-а;	8	2023	624
ПС-30	м. Жовті Води, пров. Запорізький, 14-а;	11	2023	858
РП-1	м. Вільногірськ, вул Степова, 12а	8	2023	720
РП-2	м. Вільногірськ, бульвар Миру, 1а	8	2023	720
РП-3	м. Вільногірськ, бульвар Миру, 13а	4	2023	360
Облаштування ПС/РП датчиками відключень для ОМС			2023	500
РП-Компресорна м. Павлоград	м. Павлоград, вул. Преображенська, 1	15	2024	1800
ПС-1	м. Жовті Води, вул. Потапова;	6	2024	432
ПС-6	м. Жовті Води, вул. Заводська, 12-а;	9	2024	648
ПС-16	м. Жовті Води, вул. Ольховська, 1-а;	5	2024	390
ПС-31	м. Жовті Води, вул. Маяковського, 63б;	4	2025	336
ПС «КБЖ»	м. Жовті Води, вул. Під'їзна, 1-б;	7	2025	588

План заходів із забезпечення підвищення достовірності даних

План заходів із забезпечення підвищення достовірності даних для здійснення моніторингу якості розроблений відповідно до Концепції розвитку АСДТУ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на 2021-2031 роки та відповідно до плану розвитку електричних мереж Товариства.

В ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» станом на вересень 2021 року охоплено повноцінно телемеханікою: 0 шт. ПС класу напруги 35 кВ та 3 шт. ЦРП(РП) 6(10) кВ.

Протягом 2021-2023 років буде телемеханізовано 2 шт. ПС 150/35/6(10), 3 шт. ПС 35/10(6) кВ та 10 шт. ЦРП(РП) 6(10) кВ з повним функціоналом ТС, ТК та ТК приєднань 6-150 кВ, створення на цих підстанціях системи автоматичної реєстрації відключень обладнання та перерв в електропостачанні на обладнанні телемеханіки німецького виробництва ABB RTU560, що забезпечить реєстрацію та миттєве отримання інформації про факт та термін відключення обладнання (п.6.4 Кодексу), інформацію про якісні характеристики: струмове навантаження та напругу на секції шин вводів трансформаторів (п.6.3 Кодексу), зчитування інформації з електронних лічильників (п.6.5 Кодексу) з фіксацією попереджувальної сигналізації замикання на землю у мережі 6/10 кВ, силового трансформатору та забезпечення охорони периметру підстанцій. Для цього створюється відомча мережа передавання даних (п.8.5 та п.12 Кодексу), з облаштуванням базових станцій прийому інформації та подальшої її передачі за допомогою GSM обладнання зв'язку в диспетчерську службу відповідного структурного підрозділу розподільчих мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».

Так як, значна кількість електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» суміжна з іншими ліцензіатами, або не всі вводи використовуються, на показники якості впливають тільки 298 вводів. Таким чином до кінця 2023 року планується забезпечити 100% облаштування вводів/комірок даними про відключення за рахунок впровадження телемеханізації підстанцій 92% (або 32% від загальної кількості об'єктів плану телемеханізації) та 8% за рахунок облаштування датчиками відключень.

В таблиці 22.3 наведено пооб'єктний перелік фідерів РП (ПС) 6-10 кВ та ПС 35 кВ, які планується облаштувати датчиками відключень.

Таблиця 22.3

Встановлення датчиків відключень на фідерах РП (ПС) 6-10 кВ та ПС 35 кВ

№ з/п	Назва об'єкту	Фідер	Рік монтажу
1	ПС №47 35/6 кВ «Західна»	Ф-5 - ПЛ-6 кВ Л-624	2022
2	ПС №50 «Березняки» 35/10/6 кВ	Ф-27 – ПЛ-6 кВ Л-624	
		Ф-35 – ПЛ-6 кВ Л-643	
3	ПС-35/10 кВ «Луч»	Ф-10 - ПЛ-10 кВ Л-110	
		Ф-25 - ПЛ-10 кВ Л-125	
		Ф-14 - ПЛ-10 кВ Л-114	
		Ф-24 - ПЛ-10 кВ Л-124	
4	РП-76	Ф-4 – ПЛ-6 кВ Л-637	
		Ф-2 – ПЛ-6 кВ Л-641	
5	ПС -35/6 кВ «ЖКК»	Ф-26- ПКЛ-6 кВ ПС-35/6 кВ «ЖКК» ком. № 26– ЗТП-5– КТП-2	
		Ф-4-ПКЛ-6 кВ ПС-35/6 кВ «ЖКК» ком. № 4 – КТП-3	
6	ПЛ-6кВ Л-12 від ПС-35/6кВ «Чешка» до ЗТП-1, ЗТП-2	до ЗТП-1, ЗТП-2	
7	ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	Ф-102	
		Ф-109	
		Ф-112	
8	ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	Ф-4	

№ з/п	Назва об'єкту	Фідер	Рік монтажу
		Ф-13	
9	ПС-5 35/6 кВ	Ф-13 Л-5-14-1	2023
		Ф-14 Л-5-29	
		Ф-4 Л-5-14-2	
10	ПС «С-35»	Ф-6 ПС-С-35 - РП-1	
11	ПС-29 35/6 кВ	Ф-10 Л-5-29	
12	ПС-1	Ф-6 Л-ПС-1-ПП-2	
		ком. 3 ПС-1-ПС-С-35	

В таблиці 22.4 наведено пооб'єктний перелік ПС 35-150 кВ, на яких планується впровадити телемеханізацію.

Таблиця 22.4

Телемеханізація підстанцій 35-150 кВ

Найменування ПС	Рік впровадження	Кількість приєднань 6/10 кВ	Кількість приєднань 35 кВ	Кількість приєднань 150 кВ
ПС 35/6 кВ «С-35»	2023	35	1	
ПС-35/6 кВ «Стрічка»	2024	13	2	
ПС «Наклонноствольна 150/6 кВ»	2023	44		2
ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	2023	35		2
ПС 35/6 кВ «Рахманово»	2024	7	2	
ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	2025	14	2	
ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	2025		6	2
ПС-35/6 кВ «Палмаш»	2026	15	2	

В таблиці 22.5 наведено кількість об'єктів по телемеханізації ПС 35-150 кВ та РП (ПС) 6-10 кВ по роках. АСДТК по ПС 35-150 кВ буде виконуватися по першому розділу в рамках комплексного переоснащення підстанції.

Таблиця 22.5

Кількість об'єктів по телемеханізації по роках

Назва об'єкта	До 2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
ПС-150 кВ				2		1	
ПС-35 кВ		2		1	2	1	1
ТП-6(10) кВ							
ЦРП (РП)-6(10) кВ	2	1	2	7	4	2	
Диспетчерський пункт		1					

Метою створення і впровадження АСКТП розподільних пунктів ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» є:

– підвищення якості управління технологічним процесом прийому, передачі і розподілу електроенергії по розподільних пунктах ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» і споживачах за рахунок своєчасного надання достовірної інформації із заданою точністю і в об'ємах, достатніх для аналізу стану енергооб'єктів, режимів роботи енергетичного устаткування, підвищення інформаційної забезпеченості експлуатаційного персоналу, формування ефективних дій, що управляють персоналом, організації автоматизованого контролю за ефективністю організаційно-технічних заходів, що проводяться експлуатаційним персоналом.

– зниження втрат електроенергії за рахунок підвищення точності, достовірності і одночасності отримання вимірювальної інформації, оптимізації режимів роботи енергетичного устаткування, зниження впливу людського чинника.

– зниження собівартості транспортування і розподілу електроенергії за рахунок зменшення комерційних, технічних втрат і експлуатаційних витрат.

– підвищення надійності енергопостачання споживачів, зменшення недовідпуску електроенергії за рахунок підвищення оперативності локалізації і усунення аварійних ситуацій, своєчасної діагностики стану устаткування і, відповідно, мінімізація фінансових втрат.

– зниження собівартості транспортування і розподілу електроенергії за рахунок зменшення комерційних, технологічних втрат і експлуатаційних витрат.

– зменшення випадків розкрадання устаткування і мереж за рахунок оперативного виявлення експлуатаційним персоналом інформації про спрацьовування систем охоронної сигналізації.

Впровадження OMS

Протягом 2021-2022 заплановано впровадження системи OMS на загальну суму 1996 000,00 грн. без ПДВ. Вартість послуг на 2021 р. складала 998 000,00 грн. без ПДВ., вартість послуг на 2022 р. складає 998 000,00 грн. без ПДВ.

В 2021 році було розроблено систему OMS. Виконано інтеграцію програмного комплексу з такими програмами:

- Кол-центр;
- Географічна інформаційна система(ГІС);
- Автоматизована система комерційного обліку електричної енергії (АСКОЕ);

В 2022 році планується інтеграція OMS з автоматизованою системою диспетчерського технологічного управління(АСДТУ), створення аналітичних звітів.

22.4. Заходи з впровадження та розвитку інформаційних технологій.

Оновлення комп'ютерної техніки.

Загальна кількість персональних комп'ютерів, що наразі використовується в товаристві, становить 362 одиниці і загалом цього достатньо для виконання виробничих завдань. Проте необхідно враховувати, що 91,7% комп'ютерів та оргтехніки має значний фізичний та моральний знос або взагалі непрацездатна. Формально можна спиратися на встановлений в компанії термін виробничого використання комп'ютерів – 5 років, але в основі підходу до проблеми технічного переозброєння є доцільність та раціональність. Заміні підлягають тільки ті робочі станції, які взагалі непрацездатні, або мають критичний стан. Як правило це ПК, що використовуються протягом більше 10-ти років.

Проведений аналіз відповідності стану ПК існуючим вимогам з боку програмного забезпечення, що використовується, свідчить про необхідність придбання та заміни мінімум 152 ПК та 38 моніторів протягом 2022 – 2026 років для подальшого розвитку ІТ і заповнення виробничих позицій.

Таблиця 22.6

Стан комп'ютерної техніки на підприємстві

Група за роком випуску	Кількість, шт.	%
Комп'ютери до 2012 року випуску	161	44,5%
Комп'ютери 2013 року випуску	18	5,0%
Комп'ютери 2014 року випуску	59	16,3%
Комп'ютери 2015 року випуску	3	0,8%
Комп'ютери 2016 року випуску	87	24,0%
Комп'ютери 2017 року випуску	4	1,1%

Група за роком випуску	Кількість, шт.	%
Комп'ютери 2018 року випуску	1	0,3%
Комп'ютери 2019 року випуску	8	2,2%
Комп'ютери 2020 року випуску	12	3,3%
Комп'ютери 2021 року випуску	9	2,5%
Усього	362	100,00%

Найбільш поширена категорія користувачів ПК у товаристві має крім додатків MS Office робочі місця корпоративної системи управління SAP ERP, білінгової системи, електронного документообігу, «Клієнт-банк», «Ліга-закон», програми креслення електричних схем, «АВК», Кол центру, ГІС, OMS систем тощо.

Зрозуміло, що за наявності у користувача кількох згаданих систем, а також з урахуванням постійно діючого антивірусного ПЗ і вимог з боку операційної системи, планувати ресурс менший зазначеного, просто не має сенсу.

Крім того, слід враховувати, що встановлена на більшості ПК операційна система Windows XP та Windows 7 не підтримується виробником. Це робить такі ПК вразливими з точки зору кібербезпеки, а оновлення ОС не є доцільним з фінансової точки зору, та неможливим в зв'язку зі слабкою апаратною конфігурацією.

Таблиця 22.7

Оновлення комп'ютерної техніки

Назва обладнання, що закуповується	2022		2023		2024		2025		2026	
	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)
Моноблок	16	480,00								
Ноутбук	3	99,62			5	150,00	4	120,00	5	150,00
Монітор 27 і більше	18	231,84			6	108,00	8	128,00	6	120,00
Блок ПК	18	510,66								
Блок ПК + Монітор			11	330,00	30	1050,00	30	1050,00	30	1050,00
Всього	55	1322,12	11	330,00	41	1308,00	42	1298,00	41	1320,00

Таблиця 22.8

Оновлення друкувальної техніки

Назва обладнання, що закуповується	2022		2023		2024		2025		2026	
	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)
БФП А4 Лазерний	8	142,40	4	56,00	4	80,00	10	200,00	4	80,00
БФП А3 Лазерний			4	120,00	4	140,00			4	140,00
БФП А3 Струменевий + СНПЧ					1	30,00			1	31,00
Принтер А0					2	600,00				
Всього	8	142,40	8	176,00	11	850,00	10	200,00	9	251,00

Оновлення серверного і мережевого обладнання.

В зв'язку з зростанням кількості smart лічильників і навантаженням на систему АСКОЕ заплановано розширення серверного обладнання для обслуговування мережі. Обладнання для обслуговування мережі АСКОЕ купується 2022-2026 роки. В 2022 р. запланована заміна та оновлення обладнання телемеханізації ОДГ Дніпропетровських РЕМ.

З метою вдосконалення існуючої інфраструктури інформаційно-програмного забезпечення в центральному офісі компанії та на віддалених об'єктах необхідна модернізація застарілих засобів передачі інформації, а також закупівля нового обладнання, оновити серверне обладнання (90% серверів підприємства старіше 7 років).

В зв'язку з отриманням ліцензії оператора розподілу та створенням сервісного центру, для забезпечення робочих місць для нових співробітників, для перевірки, налаштування засобів обліку (лічильники, системи АСКОЕ), для виїзних бригад служби засобів обліку електроенергії заплановано придбати комп'ютерну техніку, яка відповідає сучасним вимогам при роботі з програмними продуктами та планується подальший розвиток IP-телефонії, яка дозволить заощаджувати кошти на витрати міжміського зв'язку. Для надання якісної інформації споживачам про отримані послуги та зростання інформаційних ресурсів, що потрібні для обміну з клієнтами підприємства (особисті кабінети, сайти, viber-telegram боти, поштові сервіси) необхідно оновити серверне обладнання, 90% серверів підприємства старіше 7 років).

Головна мета заходів з оновлення мережевого обладнання є не економічний розрахунок (хоча нове обладнання економніше використовує електроенергію), а зменшення соціальної напруги за рахунок більш стабільної роботи інформаційних систем, що призведе до задоволення клієнтів компанії (населення). А це, в свою чергу, зменшить скарги та дзвінки на кол-центр, органи державної влади та підрозділи підприємства. Також, мережеве обладнання дозволить відповідати вимогам постанови № 518 від 19 червня 2019 р. «Загальні вимоги до кіберзахисту об'єктів критичної інфраструктури».

Оновлення серверного обладнання потрібно в зв'язку з зростанням інформаційних ресурсів, та навантаження на них. За допомогою інформаційних ресурсів клієнти підприємства передають покази лічильників, надсилають скарги та пропозиції, отримують рахунки та необхідну інформацію в сфері енергетики. Інформація, що надає підприємство зменшує соціальну напругу у суспільстві, робить роботу підприємства більш прозорою та зрозумілою для клієнтів та держави.

Окремо необхідно відзначити, що в зв'язку з розвитком та збільшенням баз даних таких програмних комплексів як документообіг, склада, колцентр, білінг, та суттєвим збільшенням інформації, що зберігається в системі, планується заміна серверів на більш продуктивні та перенос їх функціонування в віртуальне середовище. Для цього протягом 2022 – 2026 років закуповуються сервери та програмне забезпечення віртуалізації.

Оновлення і розширення програми SAP.

В 2020 р. на підприємстві закінчено впровадження системи управління SAP ERP, що забезпечує автоматизацію більш ніж 50% бізнес-процесів.

В рамках уникнення штрафів заплановано закупівля ліцензій для SAP ERP протягом 2022 – 2026 років.

Таблиця 22.9

Стан впровадження модулів SAP ERP

Рік впровадження	Назва модулю	Опис модулю
2015	Функціональність «технологічні карти ТО та ремонтів обладнання» (ТОРО)	Впровадження модуля РМ (технологічні карти ТО та ремонтів обладнання)
2019-2020	Функціональність	Бухгалтерія Головної книги (FI-GL)

Рік впровадження	Назва модулю	Опис модулю
	«Фінанси» (FI)	Українська локалізація. Податковий облік : ПДВ, податок на прибуток, на землю, інші податки
		Бухгалтерія дебіторів (FI-AR)
		Бухгалтерія кредиторів (FI-AP)
		Банківська бухгалтерія (FI-BL)
		Функціональність «Основні засоби» (FI-AA)
		План оцінки
		Визначення рахунків
		Структура побудови екрану
		Області оцінки
		Визначення областей оцінки для податкового, бухгалтерського, міжнародного обліку, фонду переоцінки, податкових різниць, відстрочених податкових зобов'язань, додаткового капіталу безоплатно отриманих ОЗ
		Визначення кодів амортизації для ОЗ та нематеріальних активів
		Визначення операцій оприбуткування, НКБ, інвентаризації, переоцінки амортизацій, списання реалізації
		Звіти, друковані форми
	Функціональність «Керування матеріальними потоками» (MM)	Загальна логістика (LO)
		ППМ (програма потреби у ТМЦ)
		Закупки (MM-PUR)
		Роботи/послуги (MM-SRV)
		Контроль рахунків (MM-IV)
		Інформаційна система (MM-IS)
		Оперативна логістика (LE)
		Друковані форми
	Функціональність «ЗБУТ» (SD)	Операції переміщення інвентаризація та інші
		Основні дані (SD-MD)
		Основні функції (SD-BF)
		Продаж (SD-SLS)
		Управління відгрузкою (LE-SHP)
	Функціональність «Контролінг» (CO)	Фактурювання (SD-BIL)
		Контролінг непрямих витрат
		Контролінг прямих витрат план /факт
		Облік по місцях виникнення прибутку
		Облік витрат по місцям виникнення витрат (відділи ,роботи ремонтні закази)
		Звітність, форма 6 НКРЕ

В період з 2022 та 2023 рік заплановано впровадження модуля SAP ISU, який наразі відсутній в корпоративній системі управління підприємством. Цей етап передбачає міграцію баз даних по побутовим і юридичним споживачам (2022-2023 рік), що прийде на заміну існуючої системи, яка має досить низький функціональний рівень. Враховуючи складність продукту та необхідність її постійного використання, заплановано оновлення системи з врахуванням зміни вимог законодавства, а також розширення функціональності для організації взаємодії з іншими учасниками ринку.

В період з 2024 та 2025 рік заплановано низька операцій серед яких слід виділити впровадження архівації баз SAP та перехід на HANA.

Архівація методами SAP, буде зменшувати робочу базу до необхідного звітного періоду, інша частина бази буде переміщуватись на сервери архівації це дозволить не збільшуючи потужності серверного обладнання значно розвантажити навантаження на базу даних SAP та прискорить роботу програми.

Оновлення платформи до HANA дозволить оновити ядро СУБД на більш сучасне з оптимізацією під великі навантаження та є критичним заходом з підвищення інформаційної безпеки програмного комплексу.

На теперішній час придбано 5 ліцензій SAP/ERP. В програмі SAP/ERP працюють понад 200 працівників підприємства. Потреба підприємства в онлайн-конкурентних ліцензіях складає 52 ліцензії.

Після впровадження SAP IS-U потрібно буде купити додатково ліцензії на цей модуль. Вартість ліцензій SAP IS-U на 110 тис. споживачів буде коштувати 3800 тис. грн. Подібні капіталовкладення можливо буде виконати не раніше 2026 року.

Таблиця 22.10

Закупівля ліцензій SAP ERP

Назва ліцензій	Рік закупівлі	Кількість (шт.)	Ціна за шт (тис. грн. без ПДВ)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)
Закупівля ліцензій SAP/ERP	2022	20	140	2800
Закупівля ліцензій SAP/ERP	2023	9	140	1260
Закупівля ліцензій SAP/ERP	2024	9	140	1260
Закупівля ліцензій SAP/ERP	2025	9	140	1260
Закупівля ліцензій SAP IS-U	2026	пакет		3800

Впровадження заходів з кібербезпеки.

Так як, ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» є об'єктом критичної інфраструктури, та попадає під дію постанови Кабінету Міністрів України №518 від 19 червня 2019 р. в якості формування додаткових заходів із забезпечення кіберзахисту об'єктів критичної інфраструктури вибрано придбання програмного комплексу FortiGate.

Пристрої FortiGate представляють собою спеціалізовані програмно-апаратні комплекси, призначені для організації комплексного захисту мереж від зовнішніх загроз. Використання даних пристроїв дозволяє розвантажити комп'ютери користувачів від функцій захисту інформації і зосередити їх в єдиному легко налаштовується і супроводжуваному центрі.

FortiGate містить в собі функціональне наповнення маршрутизатора, брандмауера, VPN-концентратора, антивіруса, антиспам фільтра, веб- фільтра, системи виявлення вторгнень. Пристрої FortiGate, навіть в молодших моделях, містять практично весь набір засобів безпеки. Моделі пристроїв FortiGate розрізняються за двома узагальненими критеріями: пропускної здатності в різних режимах роботи і кількості різних фізичних інтерфейсів. Серія FortiGate складається з понад 30 моделей пристроїв.

FortiGate-VMX FortiGate-VMX є спеціалізованим рішенням для захисту віртуальних середовищ VMware. Воно підтримує інтеграцію з Software-Defined Data Center (SDDC) VMware і сумісно з платформами VMware NSX і vSphere. Завдяки прямій API-інтеграції FortiGate-VMX автоматично розгортається в інфраструктурі і має можливість переглядати трафік між віртуальними машинами всередині віртуальної інфраструктури, а не за її межами. VMware NSX перехоплює трафік на рівні гіпервизора і передає його в FortiGate-VMX для забезпечення виконання політик безпеки. У FortiGate-VMX доступні наступні функції безпеки: міжмережеве екранування; запобігання вторгнень; антивірусний захист; запобігання витоку інформації; веб-фільтрація; контроль додатків; фільтрація електронної пошти. FortiGate-VMX забезпечує захист від потенційних вразливостей віртуальних технологій, надаючи: аналіз трафіку віртуальних машин; автоматичне розгортання вузлів безпеки в кластері безпеки для розширення робочих навантажень, зменшує ручне втручання і людські помилки; ефективну мікросегментацію; керовані служби та сегментацію за рахунок використання віртуальних доменів (VDM).

Впровадження персонального кабінету споживача ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»

Одним з основних пріоритетів України є побудувати відкрите інформаційне суспільство спрямоване на розвиток, орієнтоване на інтереси людей. Розвиток інформаційних систем

підприємства сприяє підвищенню ефективності, відкритості та прозорості діяльності підрозділів з використанням інформаційно-телекомунікаційних технологій для формування нового типу підприємства орієнтованого на задоволення потреб громадян. Україна вже зробила перші кроки до розвитку е-урядування, «ПрАТ «ПЕЕМ ЦЕК» вважає це правильним кроком, та прагне розвиватись відповідно сучасним тенденціям.

Персональний кабінет споживача є сучасним програмно апаратним комплексом для обміну інформацією зі споживачами підприємства. Ця система з одного боку вирішує завдання отримання інформації про показники лічильників, а з іншого боку – покращує сервіс для споживачів завдяки обміну інформацією про роботу компанії. Система самообслуговування (особистий кабінет) - це веб або мобільний інтерфейс, який дозволяє кінцевому клієнту замовника самостійно працювати з програмним забезпеченням компанії і регулювати параметри послуг, що надаються, вибирати тарифи, відправляти і отримувати інформацію, приймати участь в маркетингових кампаніях і отримувати додаткові сервіси.

Переваги впровадження персонального кабінету споживача:

1. Турбота про клієнта:

Це простий, професійний і прозорий інструмент для обґрунтування рахунку витрат за звітний період, надання електронних рахунків та інших сервісів;

2. Поліпшення умов праці співробітників:

Вивільнення додаткового робочого часу. Співробітник має можливість зосередитися на обслуговуванні клієнта, питаннях відвідувачів, покази лічильників будуть автоматично передані в білінг, скарги та питання будуть через програмні засоби потрапляти потрібним фахівцям.

Таблиця 22.11

Впровадження та розвиток засобів інформаційних технологій по роках

Назва заходу або обладнання, що закуповується	2022		2023		2024		2025		2026	
	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)
Моноблок	16	480,00								
Ноутбук	3	99,62			5	150,00	4	120,00	5	150,00
БФП А4 Лазерний	8	142,40	4	56,00	4	80,00	10	200,00	4	80,00
Монітор 27 і більше	18	231,84			6	108,00	8	128,00	6	120,00
Комутатор	2	32,86								
Сервер	3	1030,05	1	253,00					2	400,00
Блок ПК	18	510,66								
Впровадження програми SAP-ISU	0,5	1500,00	0,5	1500,00						
VMware vSphere 7 Essentials Plus Kit	1	300,00			1	300,00				
Впровадження персонального кабінету споживача	1	360,00								
Закупівля ліцензій SAP/ERP	20	2800,00	9	1260,00	9	1260,00	9	1260,00		
Блок ПК + Монітор			11	330,00	30	1050,00	30	1050,00	30	1050,00
БФП А3 Лазерний			4	120,00	4	140,00			4	140,00
Впровадження заходів з кібербезпеки			1	290,00	1	440,00	1	635,00	1	550,00

Назва заходу або обладнання, що закуповується	2022		2023		2024		2025		2026	
	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)
БФП АЗ										
Струменевий + СНПЧ					1	30,00			1	31,00
Принтер А0					2	600,00				
Впровадження архівції та перехід на SAP HANA					0,5	1500,00	0,5	1500,00		
Закупівля ліцензій SAP IS-U									1	3800,00
Всього		7487,43		3809,00		5658,00		4893,00		6321,00

22.5. Заходи з впровадження та розвитку системи зв'язку.

На теперішній час фактично відсутній міський та міжміський аналоговий зв'язок. Аналогову центральну АТС компанії було придбано в 2004 році. АТС не тільки технологічно застаріла, але й не має сокетів для підключення нових номерів. Компоненти і плати розширення до неї не випускаються вже кілька років. В 2024 році планується заміна АТС на нову з роботою по IP з підтримкою SIP протоколу. Іншу АТС придбану в 2012 році планується модернізувати в 2026 році. Мета модернізації останньої — це збільшення потужності, в зв'язку з щорічним зростанням навантаження на VoIP зв'язок.

В 2025 році планується купити два VoIP-GSM шлюзу для надання інформаційних сервісів споживачам (SMS та голосові повідомлення) та здешевлення зовнішніх дзвінків співробітників.

Таблиця 22.12

Планування розподілу IP телефонів по підприємству

Тип пристрою	Рік	Кількість загалом	Місце встановлення обладнання
IP телефон	2022	28	8 шт. - Дніпропетровські РЕМ, 1 шт. - Вільногірська дільниця ЖвРЕМ, 1 шт. - Гвардійська дільниця ПвРЕМ, 2 шт. - Жовтоводські РЕМ, 1 шт. - Апостолівська дільниця КрРЕМ, 1 шт. - Інгулецька дільниця КрРЕМ, 2 шт. - Криворізькі РЕМ, 2 шт. - Павлоградські РЕМ, 10 шт. - Управління
	2023	16	4 шт. - Дніпропетровські РЕМ, 1 шт. - Вільногірська дільниця ЖвРЕМ, 1 шт. - Гвардійська дільниця ПвРЕМ, 2 шт. - Жовтоводські РЕМ, 1 шт. - Апостолівська дільниця КрРЕМ, 1 шт. - Інгулецька дільниця КрРЕМ, 2 шт. - Криворізькі РЕМ, 2 шт. - Павлоградські РЕМ, 2 шт. - Управління
	2024	16	4 шт. - Дніпропетровські РЕМ, 1 шт. - Вільногірська дільниця ЖвРЕМ, 1 шт. - Гвардійська дільниця ПвРЕМ, 2 шт. - Жовтоводські РЕМ,

Тип пристрою	Рік	Кількість загалом	Місце встановлення обладнання
			1 шт. - Апостолівська дільниця КрРЕМ, 1 шт. - Інгuleцька дільниця КрРЕМ, 2 шт. - Криворізькі РЕМ, 2 шт. - Павлоградські РЕМ, 2 шт. - Управління
	2025	16	4 шт. - Дніпропетровські РЕМ, 1 шт. - Вільногірська дільниця ЖвРЕМ, 1 шт. - Гвардійська дільниця ПвРЕМ, 2 шт. - Жовтоводські РЕМ, 1 шт. - Апостолівська дільниця КрРЕМ, 1 шт. - Інгuleцька дільниця КрРЕМ, 2 шт. - Криворізькі РЕМ, 2 шт. - Павлоградські РЕМ, 2 шт. - Управління
	2026	19	4 шт. - Дніпропетровські РЕМ, 1 шт. - Вільногірська дільниця ЖвРЕМ, 1 шт. - Гвардійська дільниця ПвРЕМ, 5 шт. - Жовтоводські РЕМ, 1 шт. - Апостолівська дільниця КрРЕМ, 1 шт. - Інгuleцька дільниця КрРЕМ, 2 шт. - Криворізькі РЕМ, 2 шт. - Павлоградські РЕМ, 2 шт. - Управління

На теперішній час в якості маршрутизаторів на деяких підстанціях, РЕМ підприємства використовуються звичайні ПК 2004 р. випуску під управлінням серверних операційних систем. Відомо, що провідні серверні системи UBUNTU, CENTOS відмовились від x86 архітектури та закінчили їх підтримку в 2019 р. Одже, маршрутизатори на даних об'єктах підприємства не отримують необхідні оновлення з інформаційної безпеки і мають вразливість до кібератак. Економічні втрати від втручання в роботу підстанції або структурні підрозділи величезні.

Модернізація та заміна маршрутизаторів призведе до збільшення відмовостійкості, якості каналів зв'язку та більшої захищеності від кібератак.

Крім заходів з підвищення кібербезпеки, нове обладнання менше споживає електроенергії. Щорічна економія від заміни маршрутизаторів повинна складатись з економії зменшення споживання електроенергії новим обладнанням в порівнянні зі старим обладнанням. Слід визначити, що зменшення споживання електроенергії є також екологічним заходом інвестиційних програм.

Таблиця 22.13

Планування розподілу маршрутизаторів по підприємству

Тип пристрою	Рік	Кількість загалом	Місце встановлення обладнання
Маршрутизатори	2022	10	1 шт. - Дніпропетровські РЕМ, 2 шт. - Вільногірська дільниця ЖвРЕМ, 1 шт. - Гвардійська дільниця ПвРЕМ, 1 шт. - Жовтоводські РЕМ, 1 шт. - Апостолівська дільниця КрРЕМ, 1 шт. - Інгuleцька дільниця КрРЕМ,

Тип пристрою	Рік	Кількість загалом	Місце встановлення обладнання
			1 шт. - Криворізькі РЕМ, 2 шт. - Павлоградські РЕМ
	2023	4	ПС ПЛМ, ПС КПО, Приміщення ОДГ ЖВРЕМ, ПС Трубная
	2024	8	Встановлення маршрутизаторів по: ЦРП-2, ЦРП-4, ЦРП-5, ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ, ПС 35/6 кВ «Рахманово», ПС «ЦЗ» 35/6 кВ, ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1», ПС «Наклонноствольна 150/6 кВ»
	2026	8	Встановлення маршрутизаторів по ПС: ПС-35/10 кВ «Луч» ПС-150/35/10 кВ «Силова», ПС-35/10 кВ «Сельстрой» ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО», ПС-35/10 кВ «НМФ», ПС-35/6 кВ «ЖКК», ПС № 50 «Березняки» 35/10/6 кВ, ПС № 47 35/6 кВ «Західна»

Таблиця 22.14

Впровадження та розвиток системи зв'язку по роках

Назва заходу або обладнання, що закуповується	2022		2023		2024		2025		2026	
	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)	Кількість (шт.)	Вартість (тис. грн. без ПДВ)
IP телефон	28	95,20	16	64,00	16	77,60	16	80,00	19	95,00
Маршрутизатор	10	70,00	4	32,00	8	80,00			8	80,00
IP АТС					1	150,00			1	150,00
VoIP-GSM шлюз							2	80,00		
Всього		165,20		96,00		307,60		160,00		325,00

22.6. Модернізація та закупівля колісної техніки ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».

Від стану автомобільної техніки залежить швидкість і якість обслуговування електромереж, оперативність відновлення електропостачання у випадках знеструмлення лінії електропередач.

Підприємство на сьогодні має 108 одиниці колісної техніки, з них 6 одиниць – орендованих. Із 102 одиниць: 40 – легкові автомобілі, 24- бригадні автомобілі, 24- спецтехніка та 14 – трактори і екскаватори. Понад 75% - техніка 1974-2006 років виробництва. На сьогоднішній день підлягають списанню 15 автомобілів, що становить 15 % від загальної кількості зі строком експлуатації більше 30 років, 1982-1990 років випуску.

Бригадні автомобілі - виробництва 2000-2008 років. Більшість з них вже знята з виробництва і відпрацювала свій запас міцності, потребує ремонту кожен день. Якість запасних частин на ринку вкрай низька, що тягне за собою подорожчання з утримання автомобілів в справному стані. 99% даних авто працюють в цілодобовому режимі, враховуючи змінний характер роботи бригад.

Компанія планує модернізацію автопарку ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з метою покращення надання послуг з експлуатації електромереж. Вся запропонована підприємством до придбання техніка закуповується замість тої, що списується.

Загальна ціль: оновлення автопарку ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», що дасть змогу зменшити витрати на паливо та мастильні матеріали, а також зекономить кошти на проведенні частих ремонтів транспортних засобів, які давно відпрацювали свій моторесурс.

Так, з метою своєчасного проведення технічного обслуговування повітряних ліній, виконання ремонтних робіт на 2022 рік заплановано придбання декількох одиниць нової

техніки: легкових автомобілів (10 од.) для оновлення машин оперативно-виїзних бригад, автомобілі (2 од.) для бригад з ремонту кабельних ліній та бригад з обслуговування трансформаторних підстанцій, автомобіль (1 од.) для бригади з обслуговування повітряних ліній 35-150 кВ, автобус (1 од.) та ін.

Також, необхідно придбати лабораторію електротехнічну пересувну комбіновану ESTL-35PLUS (1 од.), яка призначена для випробування комплексу обладнання, яке входить до складу електричних підстанцій.

Лабораторія електротехнічна пересувна комбінована ESTL-35PLUS змонтована в фургоні автомобіля і призначена для:

- випробування ізоляції високовольтних ізоляторів, електричних кабелів та інших пристроїв і пристосувань підвищеною випрямленою (до 60 кВ) і змінною (до 100 кВ) напругою промислової частоти;
- вимірювання тангенса кута діелектричних втрат і ємності;
- низьковольтних вимірювань, які застосовуються на електроустановках напругою 6-35 кВ;
- прожигу і дожигу дефектної ізоляції кабелів до 35 кВ включно;
- визначення відстані до місця пошкодження високовольтних кабелів класом 0,4; 6; 10 (20); 35 кВ на низькій напрузі та імпульсним безпрожиговим методом на високій напрузі;
- визначення траси кабельних ліній напругою 0,4; 6; 10 (20); 35 кВ;
- топографічного визначення місць пошкодження кабельних ліній індукційним та акустичним методами.

Живлення ESTL-35PLUS здійснюється від промислової однофазної мережі 220В, 50 Гц. Допускається живлення від автономного генератора електропостачання відповідної потужності.

22.7. АНАЛІЗ ВИТРАТ ТА ВИГОД ПРОЄКТІВ З РОЗВИТКУ СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ

Заходи з будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «Центральна енергетична компанія» потребують значних капітальних вкладень. Тарифи на розподіл електричної енергії, сформовані за методологією «Витрати+», покривали лише частину необхідних капіталовкладень і не забезпечували комплексного підходу до відновлення електричних мереж.

Перехід на стимулююче тарифоутворення з січня 2021 року дає можливість за рахунок тарифних джерел виконати 90% від необхідного обсягу робіт з реконструкції та модернізації існуючого електрообладнання.

Для реалізації заходів Плану розвитку розподільних мереж на 2022-2026 роки необхідні кошти в розмірі – 999 471,60 тис.грн. без ПДВ, в т.ч.:

2022 рік	-	149 067,10	тис.грн.
2023 рік	-	183 237,34	тис.грн.
2024 рік	-	201 561,07	тис.грн.
2025 рік	-	221 717,18	тис.грн.
2026 рік	-	243 888,90	тис.грн.

Реалізація запропонованих заходів дозволить:

- підвищити надійність електропостачання;
- підвищити соціально-економічний ефект, збільшити пропускну спроможність електричної розподільної мережі;
- знизити втрати електричної енергії, збільшити енергоефективність;
- зменшити струми короткого замикання;

- підвищити якість напруги в електричній розподільній мережі;
- вирішити проблеми переходу на електроопалювання комунально-побутових споживачів;
- забезпечити можливість приєднання нових ВДЕ;
- збільшити технічну стійкість експлуатаційної безпеки та гнучкість електричних мереж;
- підвищити рівень автоматизації мережі з покращенням показників якості електропостачання SAIDI и SAIFI за рахунок підвищення надійності роботи електрообладнання, що призводить до зменшення витрат на ремонт та експлуатацію мереж.

Основними джерелами фінансування заходів є амортизаційні відрахування, прибуток від ліцензованої діяльності, плата за реактивну електроенергію та залучені кредитні кошти (у разі потреби).

План інвестицій за джерелами фінансування						
№	Джерела фінансування	2022	2023	2024	2025	2026
1	Власні кошти:	149 067,10	183 237,34	201 561,07	221 717,18	243 888,90
1.1	амортизаційні відрахування	68 610,75	79 009,23	86 910,16	95 601,17	161,29
1.2	прибуток на виробничі інвестиції	37 803,71	92 551,76	101 806,93	111 987,62	186,39
1.3	за перетоки реактивної е/е	8 278,46	9 106,31	10 016,94	11 018,63	120,50
1.4	інші (додатково отриманий дохід за 2019 та 2020 роки)	32 037,77				
1.5	інші (50% доходу від оренди та сумісного підвісу, 100% доходу від металобрухту в 2021 році)	2 336,40	2 570,04	2 827,05	3 109,75	3 420,73
2	Залучені кошти:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Усього	149 067,10	183 237,34	201 561,07	221 717,18	243 888,90

Економічна ефективність капіталовкладень в енергетику визначена згідно ГКД 340.000.002-97 «Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі». Ця Методика дозволяє визначити ефективність капітальних вкладень у нове будівництво та реконструкцію електричних мереж. При цьому, розрахунковий період, який визначає ефективність інвестицій містить період будівництва та період експлуатації мереж, який зазвичай дорівнює 20 рокам.

Для оцінки ефективності інвестиційного проекту використовують чисту приведену вартість (NPV). Це сума дисконтованих значень потоку платежів, приведених до сьогодення цього дня. Показник NPV являє собою різницю між усіма грошовими надходженнями та витратами, наведеними до поточного моменту часу (моменту оцінки інвестиційного проекту).

Другий за важливістю є показник прибутковості інвестиційного проекту (IRR). Внутрішня норма прибутковості (окупності) - це розрахункова відсоткова ставка, за якої одержувані вигоди (доходи) від проекту стають рівними витратам на проект, тобто її можна визначити як розрахункову процентну ставку, при якій чиста приведена вартість дорівнює нулю. Можна дати ще одне визначення - це той максимальний відсоток, який може бути виплачений для мобілізації капіталовкладень в проект.

Індекс прибутковості (PI) являє собою відношення дисконтованих грошових доходів до наведених на ту ж дату інвестиційних витрат. PI визначає, який дохід отримає інвестор на одну умовну грошову одиницю.

Дисконтований термін окупності інвестицій (DPP) - це термін, за який окупляться первинні витрати на реалізацію проекту за рахунок доходів, дисконтованих за заданою відсотковою ставкою.

З огляду на розрахунки економічної ефективності, які наведено нижче, термін окупності інвестицій складає трохи більше 5 років. Отже План розвитку ОСР ПрАТ «ПЕЕМ «Центральна енергетична компанія» на 2022-2026 роки може бути впроваджено.

Розрахунок показників ефективності для електричних мереж ПрАТ "ПЕЕМ "Центральна енергетична компанія"

ВХІДНІ ДАННІ

	один. виміру	
Норма дисконту E	в.о.	0,058
Амортизаційні відрахування	%	5%
Податок на прибуток	%	18%
ПДВ	%	20%
Розрахунковий період	рік	2022
Режим роботи мереж	год/рік	8760
Тривалість використання максимального навантаження	год/рік	3400
Тривалість максимальних втрат і втрат холостого ходу	год/рік	1886
Тариф на розподіл електроенергії 1 клас	центів/кВт.год	0,30
Тариф на розподіл електроенергії 2 клас	центів/кВт.год	2,74
Курс долара	грн	27,73

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКІВ

Роки календарні		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Віпуск електроенергії (брутто), млн кВт.год.		805,19	805,81	805,65	805,65	805,65	805,65	806,39	807,12	807,86	808,60	809,34	810,08	810,82	811,56	812,31	813,05	813,79	814,54	815,29	816,03	816,78
Втрати електроенергії на її транспортування в мережах ОСР	млн. кВт.год	71,49	69,61	67,65	67,65	67,65	67,65	67,65	67,65	67,65	67,65	67,65	67,65	67,65	67,65	67,65	67,65	67,65	67,65	67,65	67,65	67,65
Втрати електроенергії на власні потреби ОСР	млн. кВт.год	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
Віпуск електроенергії (нетто)	млн. кВт.год	732,45	734,95	736,75	736,75	736,75	736,75	737,49	738,22	738,96	739,70	740,44	741,18	741,92	742,66	743,41	744,15	744,89	745,64	746,39	747,13	747,88
Інвестиційні витрати	тис.дол	2 536	5 376	6 608	7 269	7 996	8 795															
Вартість витрат е/е на власні потреби ОСР	тис.дол	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
Вартість витрат е/е на її транспортування в мережах ОСР	тис.дол	3 454	3 364	3 269	3 269	3 269	3 269	3 269	3 269	3 269	3 269	3 269	3 269	3 269	3 269	3 269	3 269	3 269	3 269	3 269	3 269	3 269
Витрати на експлуатацію мереж ОСР	тис.дол	9 479	9 479	9 479	9 479	9 479	9 479	9 479	9 479	9 479	9 479	9 479	9 479	9 479	9 479	9 479	9 479	9 479	9 479	9 479	9 479	9 479
Амортизація	тис.дол	1 243	2 474	2 849	3 134	3 448	3 792	3 792	3 792	3 792	3 792	3 792	3 792	3 792	3 792	3 792	3 792	3 792	3 792	3 792	3 792	3 792
Сумарний річний дохід	тис.дол	17 128	18 644	20 222	20 963	21 778	22 675	22 698	22 720	22 743	22 766	22 788	22 811	22 834	22 856	22 879	22 902	22 925	22 947	22 970	22 993	23 016
від розподілу електричної енергії		16 865	17 040	19 728	20 420	21 182	22 019	22 041	22 063	22 085	22 107	22 129	22 151	22 173	22 196	22 218	22 240	22 262	22 285	22 307	22 329	22 351
від плати за реактив		264	364	400	441	485	533	534	534	535	535	536	536	537	537	538	538	539	539	540	541	541
Інші доходи			1 240	93	102	112	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123
Операційний грошовий потік	тис.дол																					
+Дохід від операційної діяльності		17 128	18 644	20 222	20 963	21 778	22 675	22 698	22 720	22 743	22 766	22 788	22 811	22 834	22 856	22 879	22 902	22 925	22 947	22 970	22 993	23 016
- Витрати операційної діяльності		14 237	15 378	15 658	15 943	16 256	16 601	16 601	16 601	16 601	16 601	16 601	16 601	16 601	16 601	16 601	16 601	16 601	16 601	16 601	16 601	16 601
+Залишкова вартість																						
=Обліковий прибуток		2 892	3 266	4 563	5 020	5 522	6 074	6 097	6 119	6 142	6 164	6 187	6 210	6 232	6 255	6 278	6 301	6 323	6 346	6 369	6 392	6 415
- Податок на прибуток		520	588	821	904	994	1 093	1 097	1 101	1 106	1 110	1 114	1 118	1 122	1 126	1 130	1 134	1 138	1 142	1 146	1 151	1 155
Прибуток після оподаткування		2 371	2 678	3 742	4 116	4 528	4 981	4 999	5 018	5 036	5 055	5 073	5 092	5 111	5 129	5 148	5 166	5 185	5 204	5 223	5 241	5 260
Чистий грошовий потік	тис.дол	3 614	5 153	6 591	7 250	7 976	8 773	8 792	8 810	8 829	8 847	8 866	8 884	8 903	8 922	8 940	8 959	8 978	8 996	9 015	9 034	9 052
чистий прибуток		2 371	2 678	3 742	4 116	4 528	4 981	4 999	5 018	5 036	5 055	5 073	5 092	5 111	5 129	5 148	5 166	5 185	5 204	5 223	5 241	5 260
амортизаційні відрахування		1 243	2 474	2 849	3 134	3 448	3 792	3 792	3 792	3 792	3 792	3 792	3 792	3 792	3 792	3 792	3 792	3 792	3 792	3 792	3 792	3 792
Інвестиційні витрати	тис.дол	2 536	5 376	6 608	7 269	7 996	8 795															
Вільний грошовий потік	тис.дол	1 077	- 223	- 17	- 18	- 20	0	8 792	8 810	8 829	8 847	8 866	8 884	8 903	8 922	8 940	8 959	8 978	8 996	9 015	9 034	9 052
Вільний грошовий потік накопичувальним підсумком	тис.дол	1 077	854	838	819	799	799	9 591	18 401	27 229	36 077	44 942	53 827	62 730	71 651	80 591	89 550	98 528	107 524	116 539	125 572	134 625
Дисконтований вільний грошовий потік	тис.дол	1 018	199	14	15	15	0	5 925	5 612	5 315	5 034	4 768	4 517	4 278	4 052	3 838	3 635	3 443	3 261	3 089	2 925	2 771
Дисконтований вільний грошовий потік накопичувальним підсумком	тис.дол	1 018	819	805	790	775	775	6 700	12 312	17 627	22 661	27 430	31 946	36 224	40 276	44 114	47 749	51 192	54 452	57 541	60 466	63 237

Чиста приведена вартість (NPV)	63 237
Внутрішня норма прибутковості (IRR)	118%
Індекс прибутковості (PI)	22%
Термін окупності (PP)	4,92
Дисконтований термін окупності (DPP)	5,20

ВИСНОВОК

План розвитку системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на період 2022-2026 роки виконаний у відповідності до пункту 3.4.1 Кодексу системи розподілу «План розвитку ОСР розробляється на п'ятирічний період та має щорічно актуалізуватися. Цей процес включає проведення всіх необхідних досліджень і оцінок.» та є актуалізацією Плану розвитку системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на період 2021-2025 роки, схваленого Постановою НКРЕКП від 09.09.2020 №1694.

План розвитку оператора системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», в першу чергу, направлений на задоволення потреб споживачів, а саме - забезпечення їх безперебійним та якісним електропостачання.

У зв'язку з цим пріоритетним напрямком компанії є реконструкція, модернізації та технічне переоснащення фізично зношеного та морально застарілого обладнання підстанцій та мереж.

Планом розвитку передбачені заходи щодо підвищення енергоефективності роботи розподільних мереж компанії за рахунок переведення мереж на більш високий клас напруги (20 кВ) та підвищення рівня автоматизації мереж, заміна голих проводів на ізольовані проводи марки СП, заміну силових трансформаторів на трансформатори з меншими втратами неробочого ходу та короткого замикання.

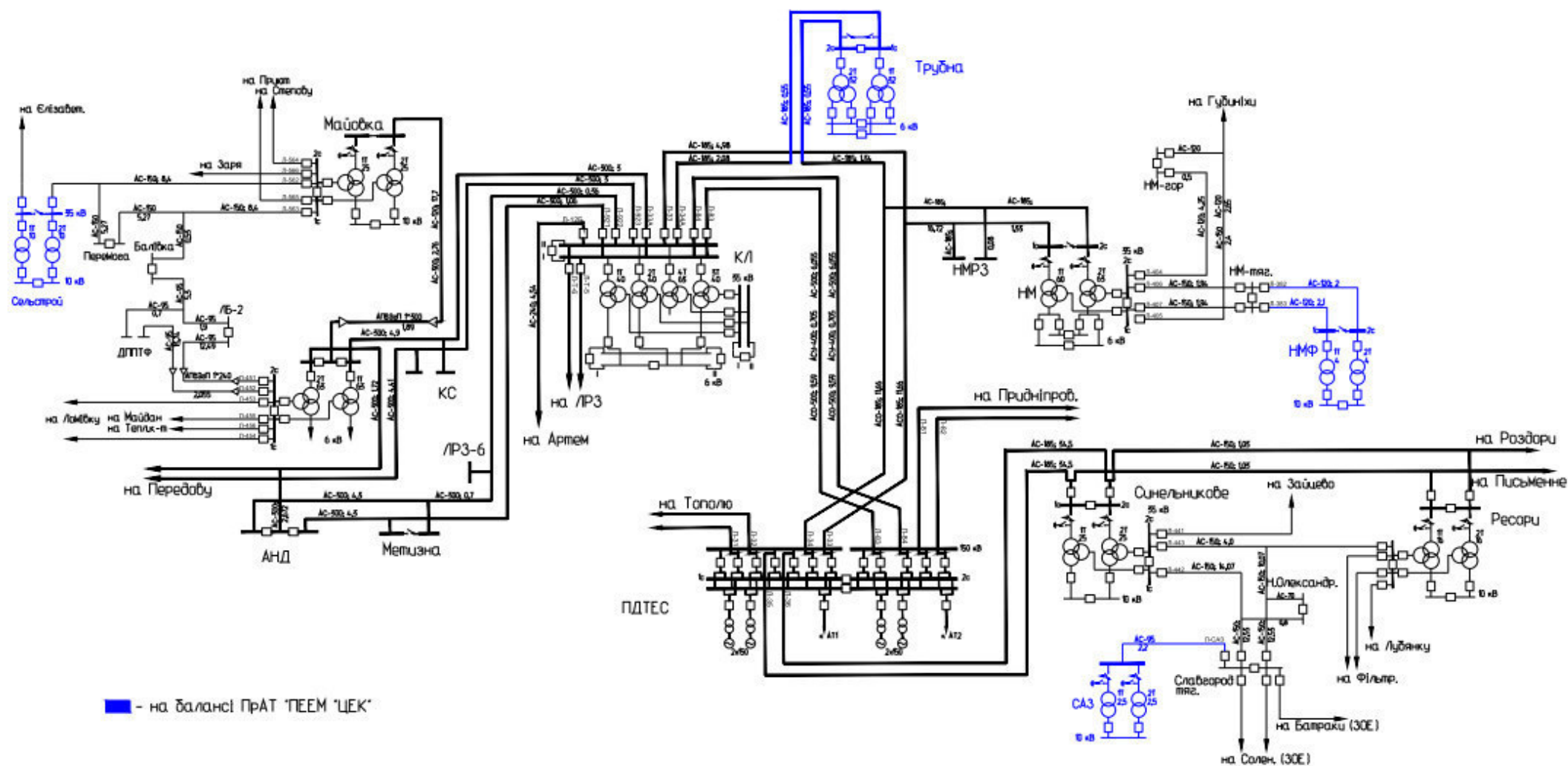
Реконструкція та технічне переоснащення електричних мереж компанії планується з використанням сучасного обладнання: силових трансформаторів з покращеними технічними характеристиками та конструктивними особливостями. Також, для підвищення надійності електропостачання споживачів компанії, зменшення тривалості відключень та недовідпуску електроенергії на ПЛ-6 кВ, планується встановити реклоузери.

Впровадження зазначених в Плані розвитку системи розподілу (ПРСР) коштів дозволить підвищити енергоефективність, зменшити відключення споживачів, що напряму пов'язане зі зменшенням недовідпуску електричної енергії, та привести такі показники якості електричної енергії, які обумовлені втратами (падінням) напруги на ділянці мережі, від якої живиться споживач до вимог ДСТУ:EN 50160-2014. ПРСР враховує також залучення коштів на виконання робіт проєктно-вишукувальних робіт по реконструкції мереж.

ДОДАТКИ

Додаток 1

Схема електричних з'єднань мереж напругою 20 кВ та вище, яка охоплює як поточний, так і прогнозний періоди
ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"



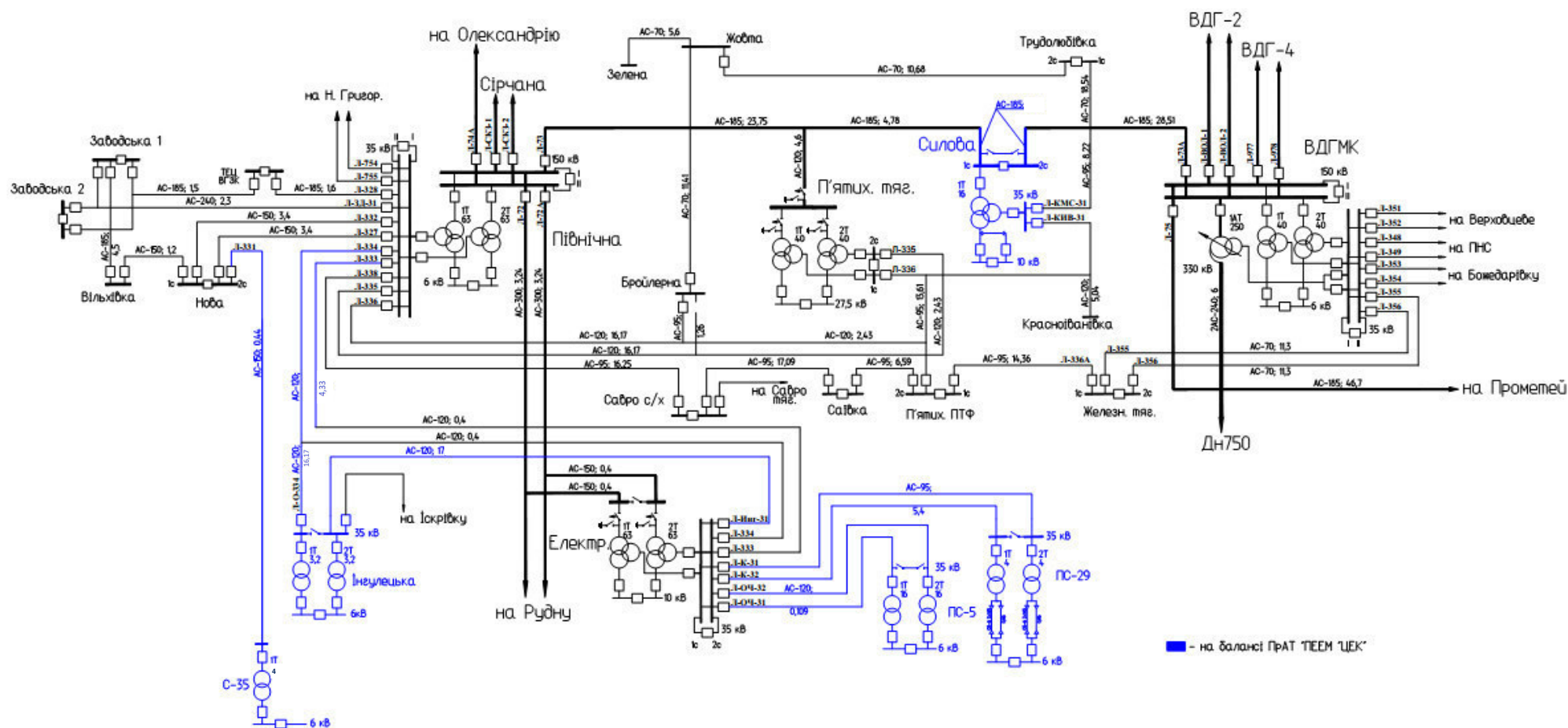


Рис. 5.Схема електричних з'єднань мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 150/35/6 кВ «Силовая», ПС-«Інгулецька» 35/6кВ, ПС-5 35/6кВ, ПС-29 35/6кВ, ПС«С-35» 2021рік

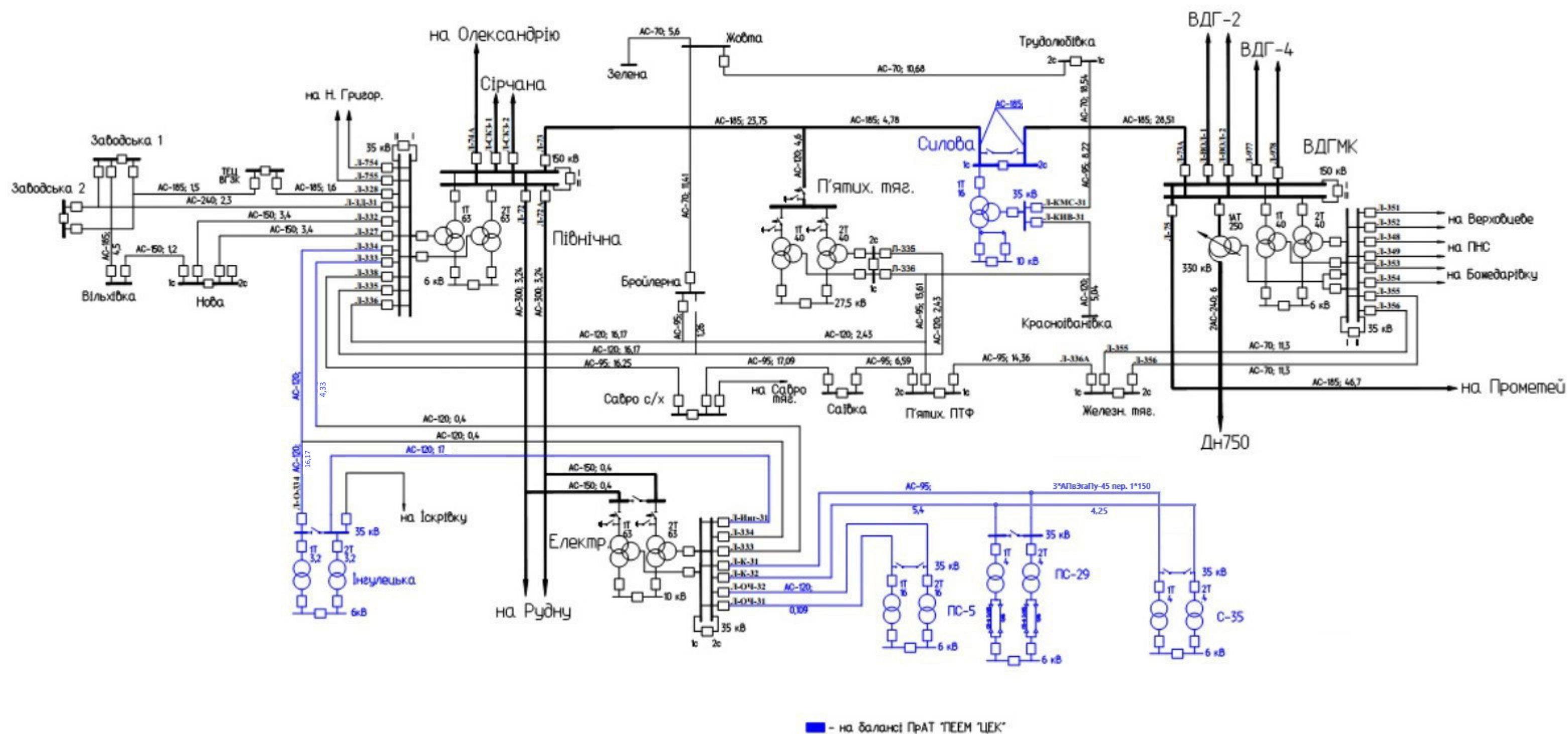


Рис. 6.Схема електричних з'єднань мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 150/35/6 кВ «Силова», ПС-«Інгулецька» 35/6кВ, ПС-5 35/6кВ, ПС-29 35/6кВ; ПС«С-35» 2026 рік

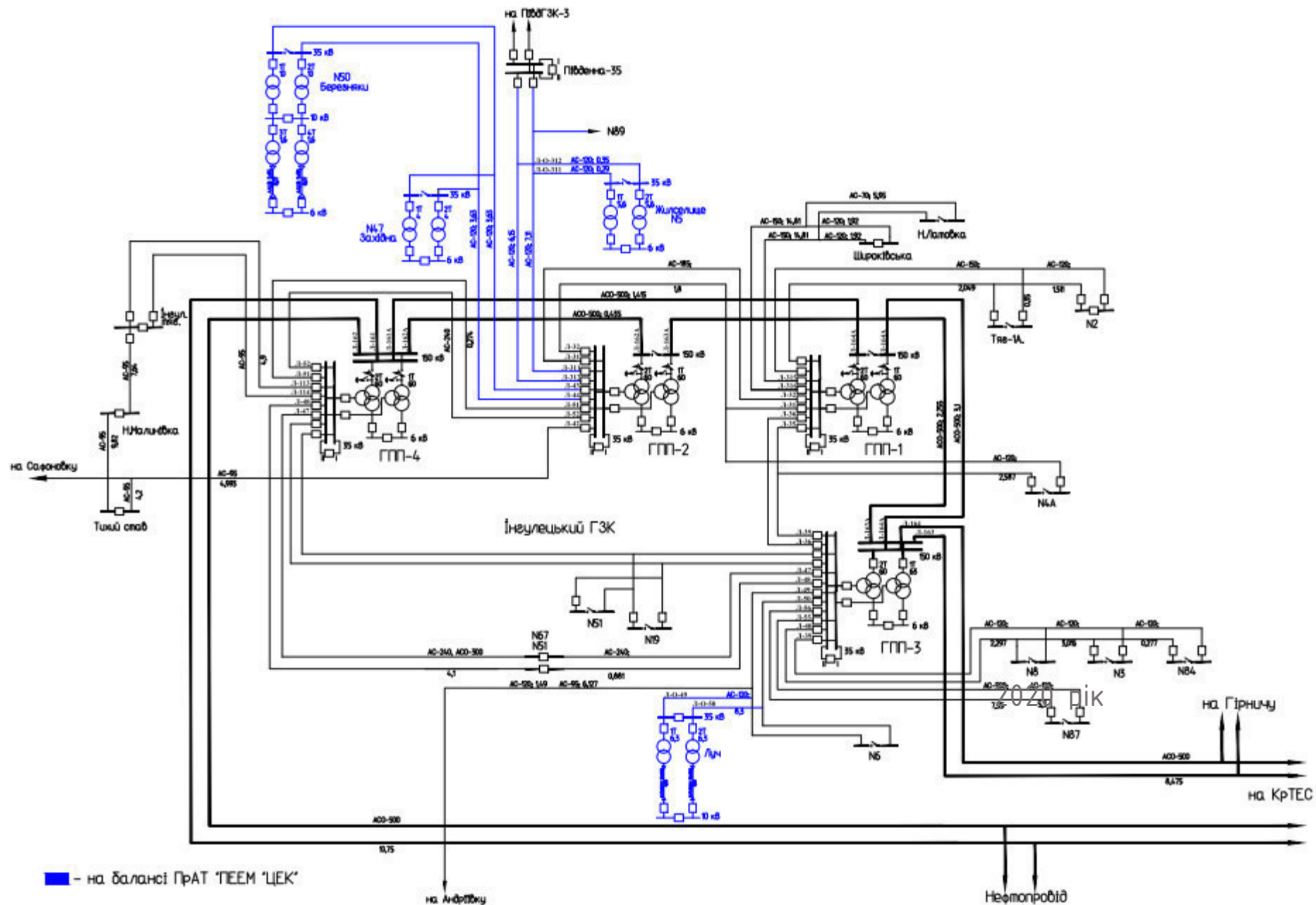


Рис.14.Схема електричних з'єднань мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 35/6 кВ N5 "Жилоселище", ПС 35/6 кВ N47 "Західна", ПС 35/10/6 кВ N50 "Березняки" та ПС 35/10 кВ "Лун" 2026 рік

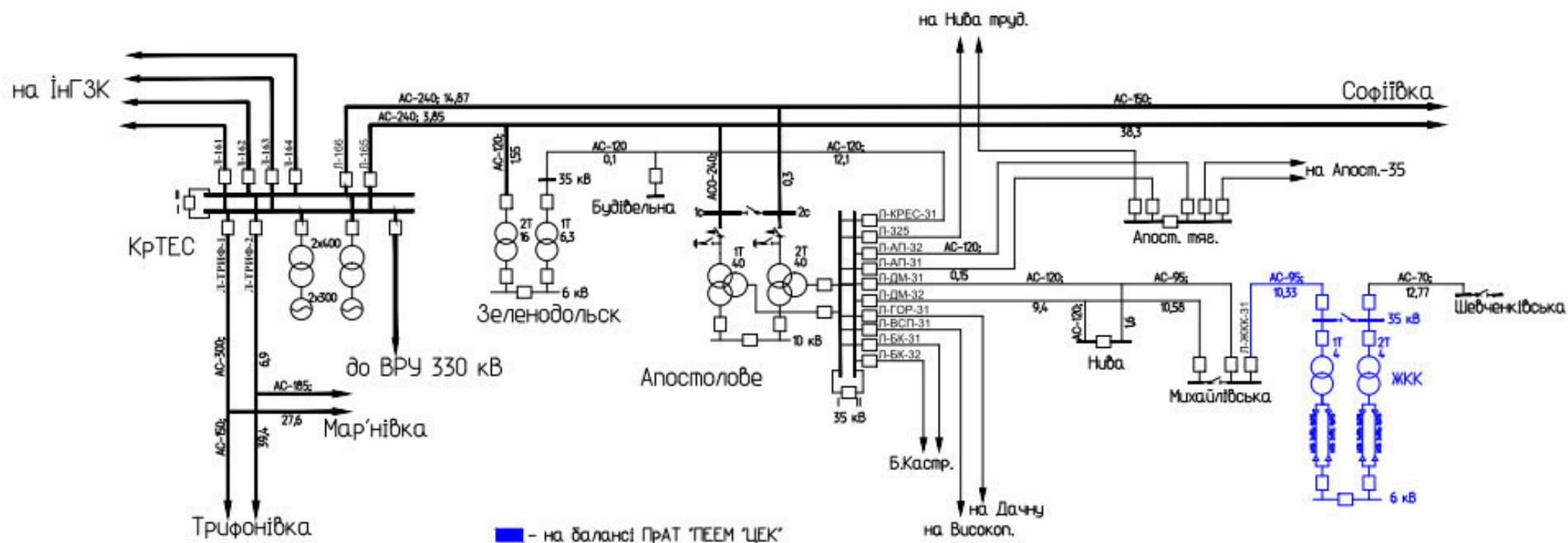


Рис.17. Схема електричних з'єднань мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 35/6 кВ "ЖКК" 2021 рік

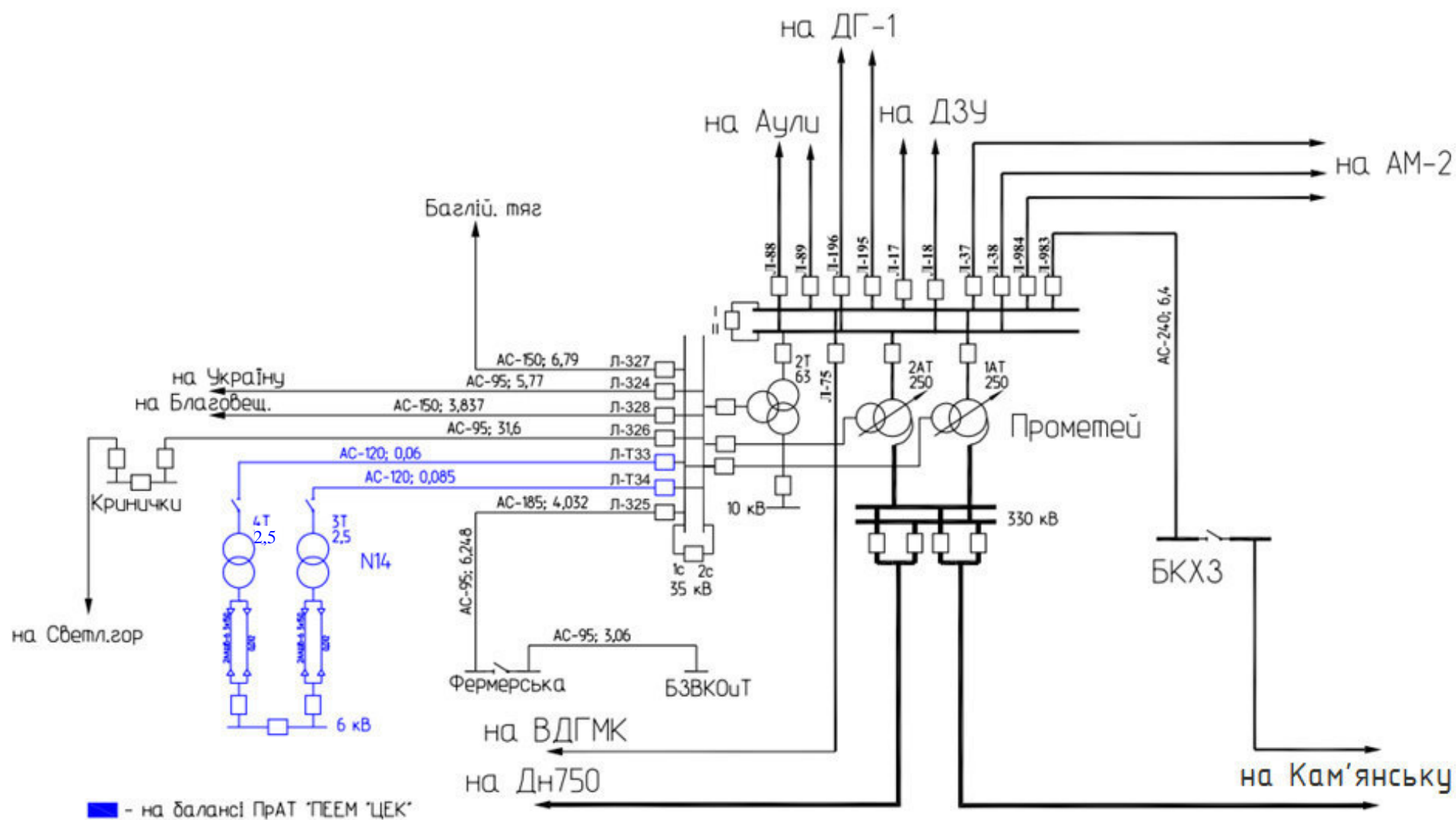


Рис. 21. Схема електричних з'єднань мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 35/6 кВ N14 2021 рік

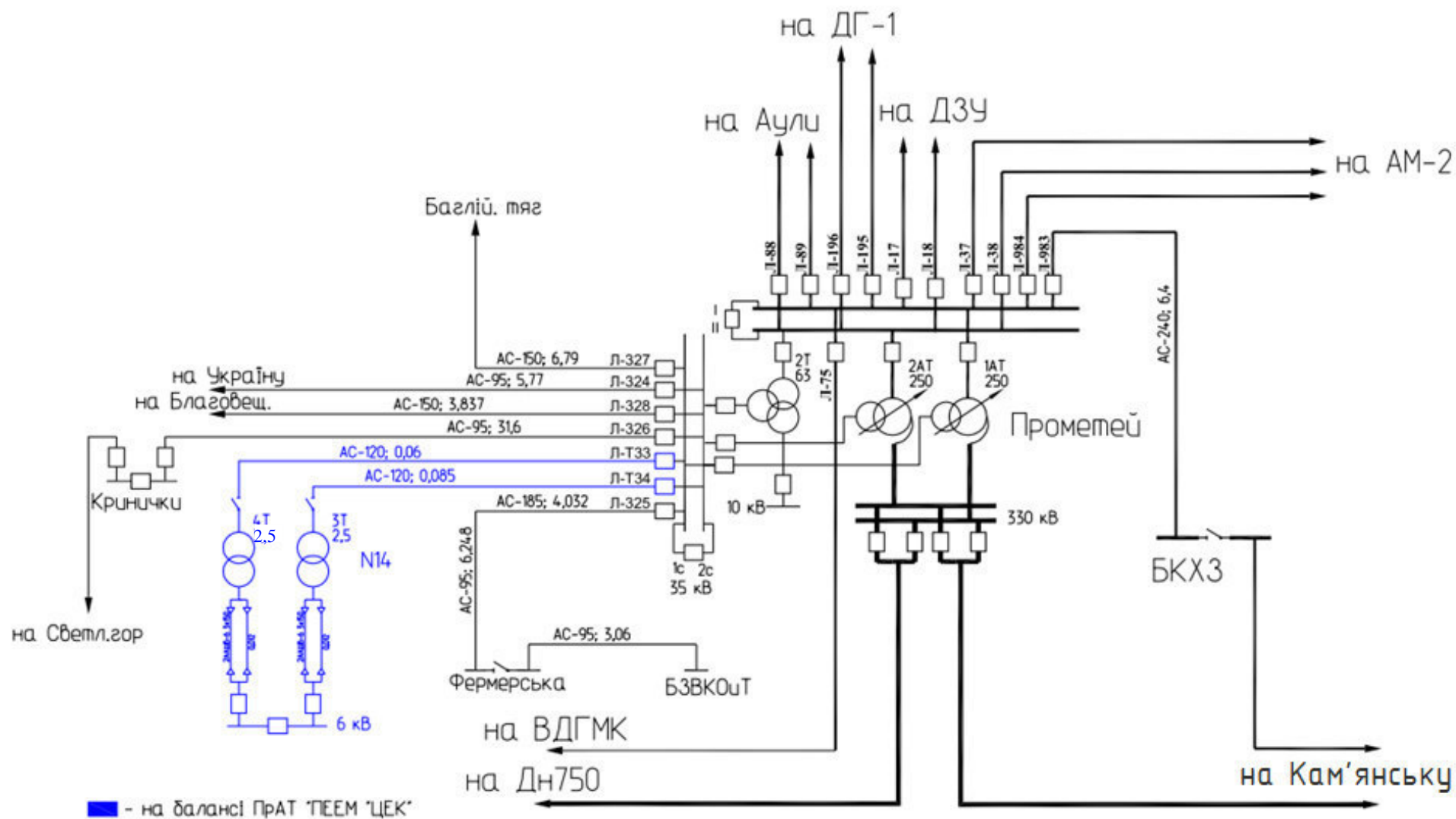


Рис. 22. Схема електричних з'єднань мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 35/6 кВ N14 2026 рік

Додаток 2

Схема нормального режиму електричної мережі напругою 20 кВ та вище ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"

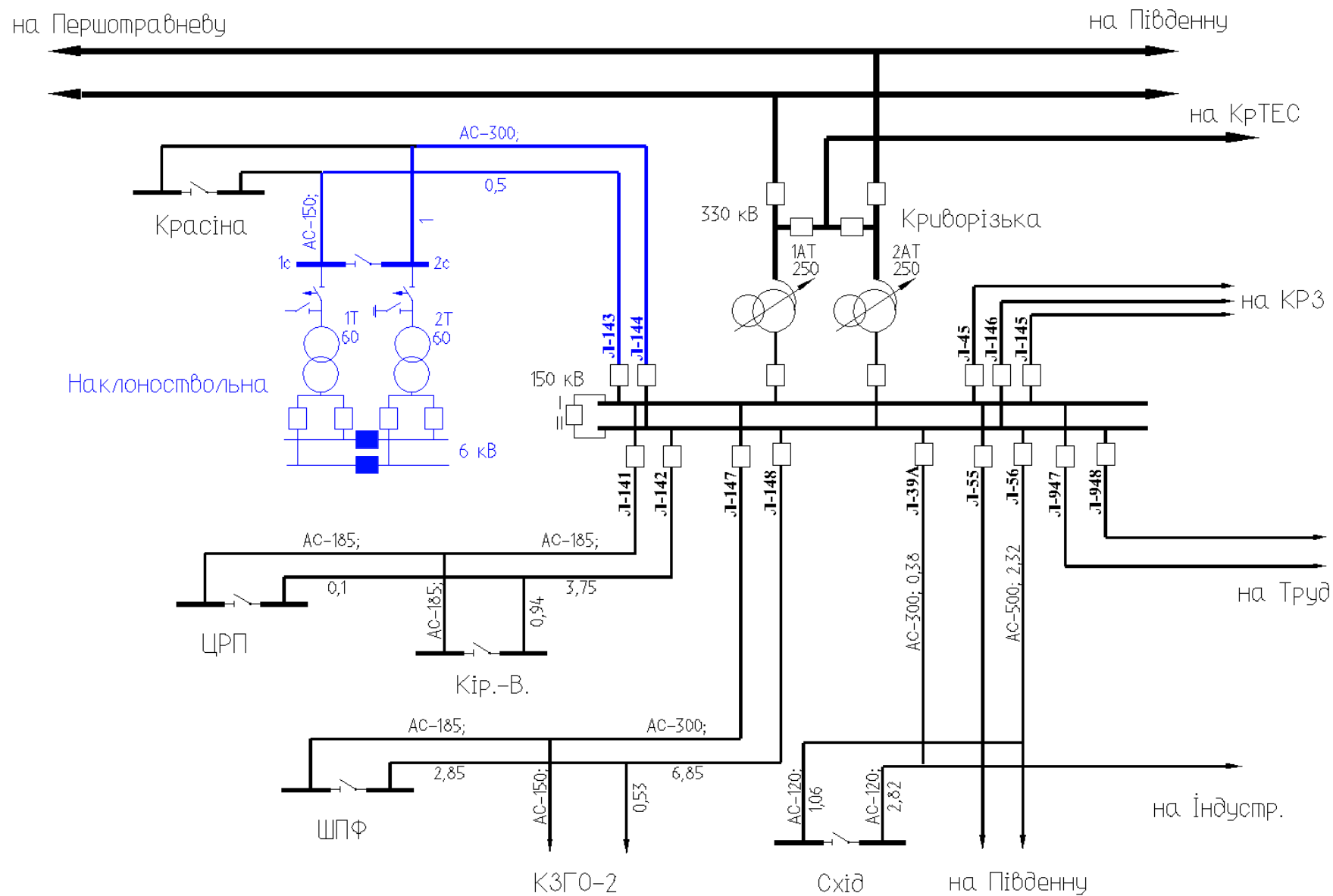


Рис.5. Схема нормального режиму електричної мережі 35-150 кВ станом на 01.01.2021 (ПС "Наклонствольна 150/6 кВ")

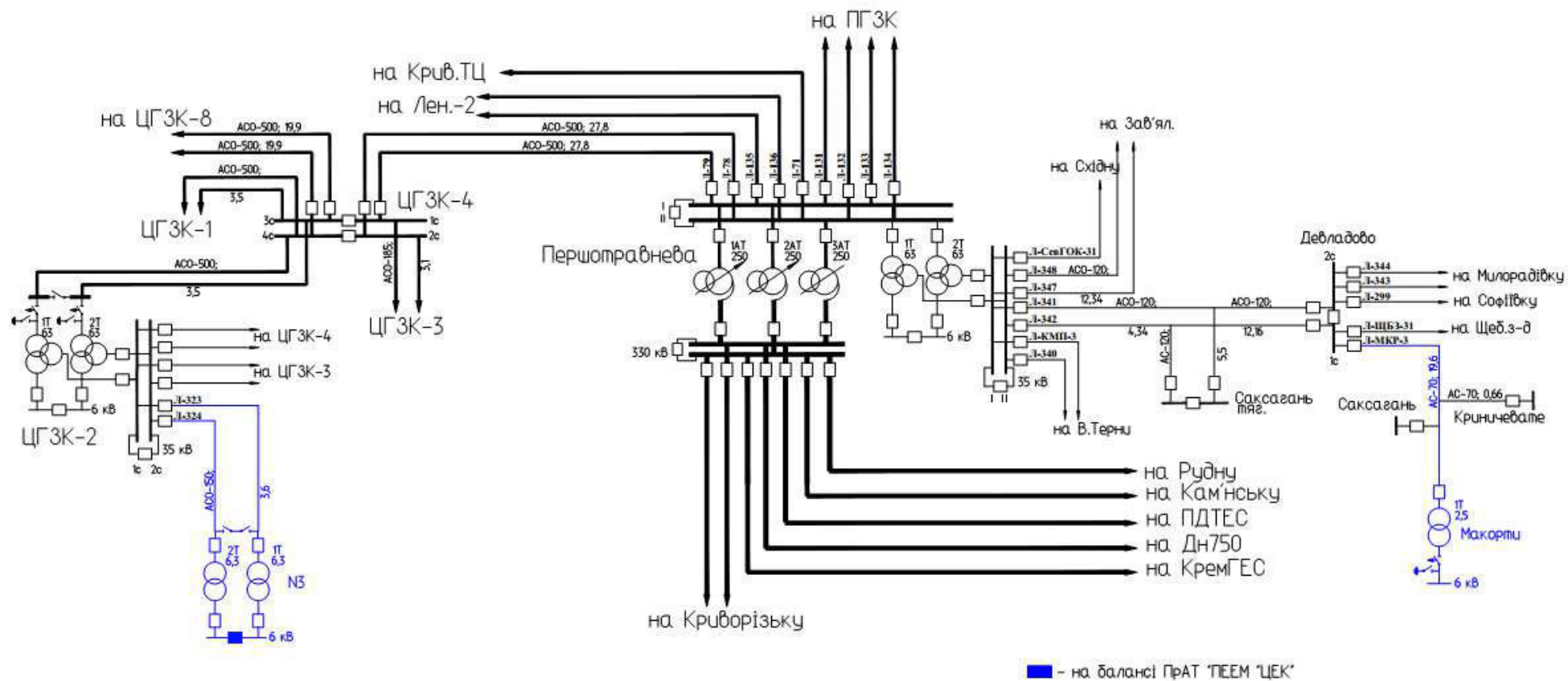


Рис.6. Схема нормального режиму електричної мережі 35-150 кВ станом на 01.01.2021 (ПС "Макорти" 35/6 кВ; ПС-35/6 кВ № 3)

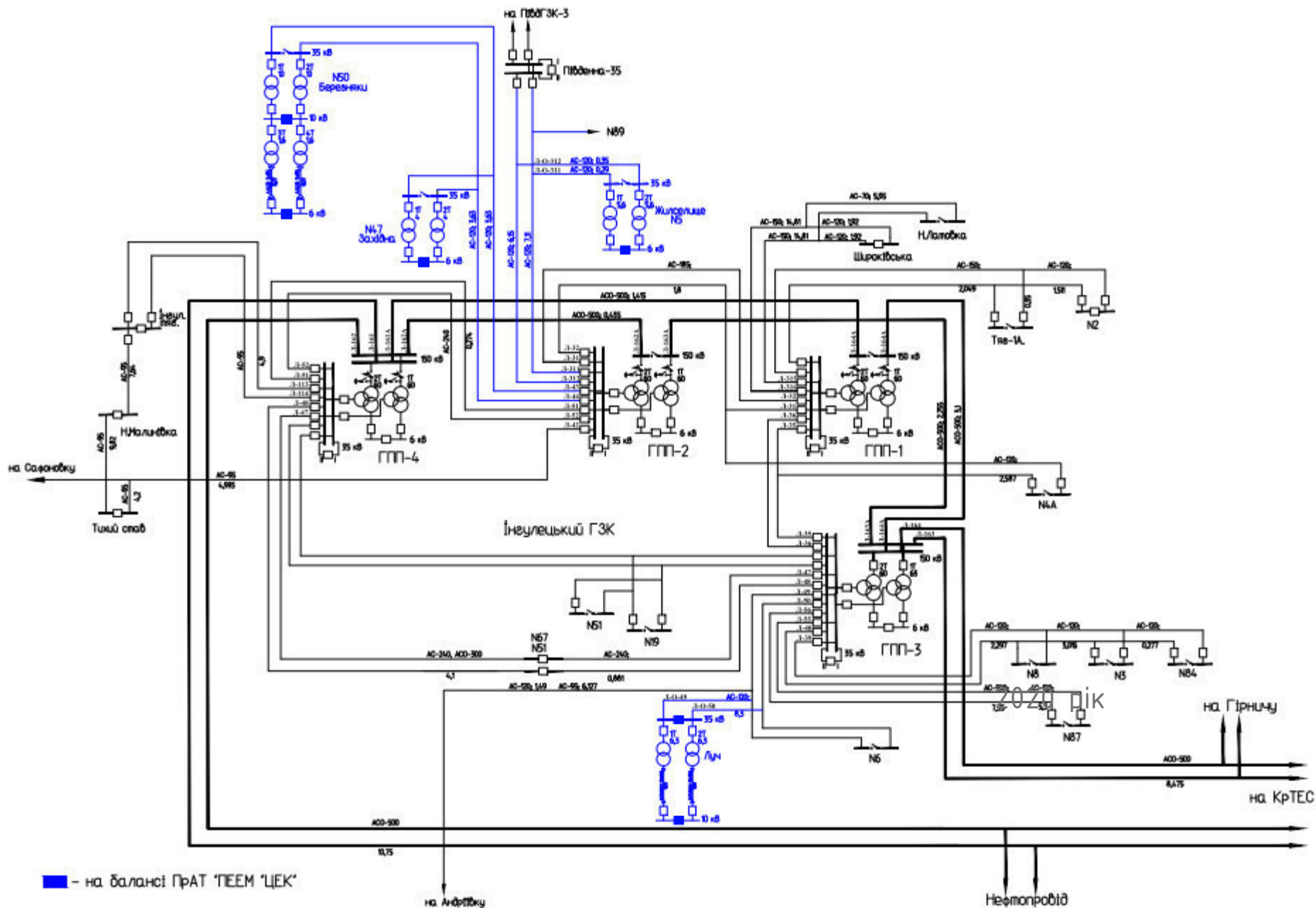


Рис.7. Схема нормального режиму електричної мережі 35-150 кВ станом на 01.01.2021 (ПС №50 "Березняк" 35/10/6 кВ; ПС №47 35/6 кВ "Західна"; ПС №5 "Жилселище"; ПС-35/10 кВ "Луч")

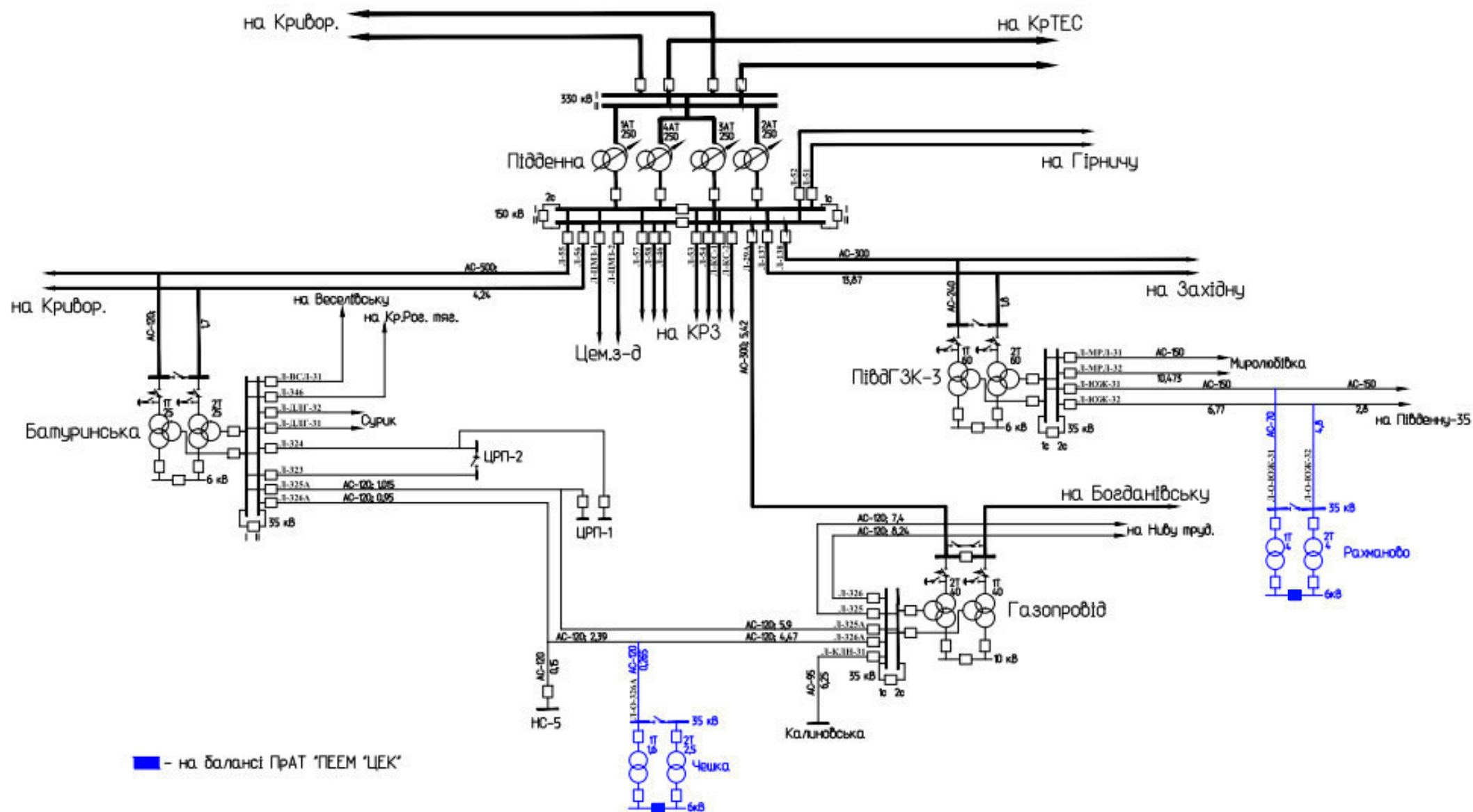
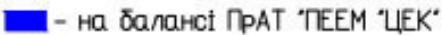


Рис.8. Схема нормального режиму електричної мережі 35-150 кВ станом на 01.01.2021 (ПС-35/6 кВ "Чешка"; ПС 35/6 кВ "Рахманово")



219

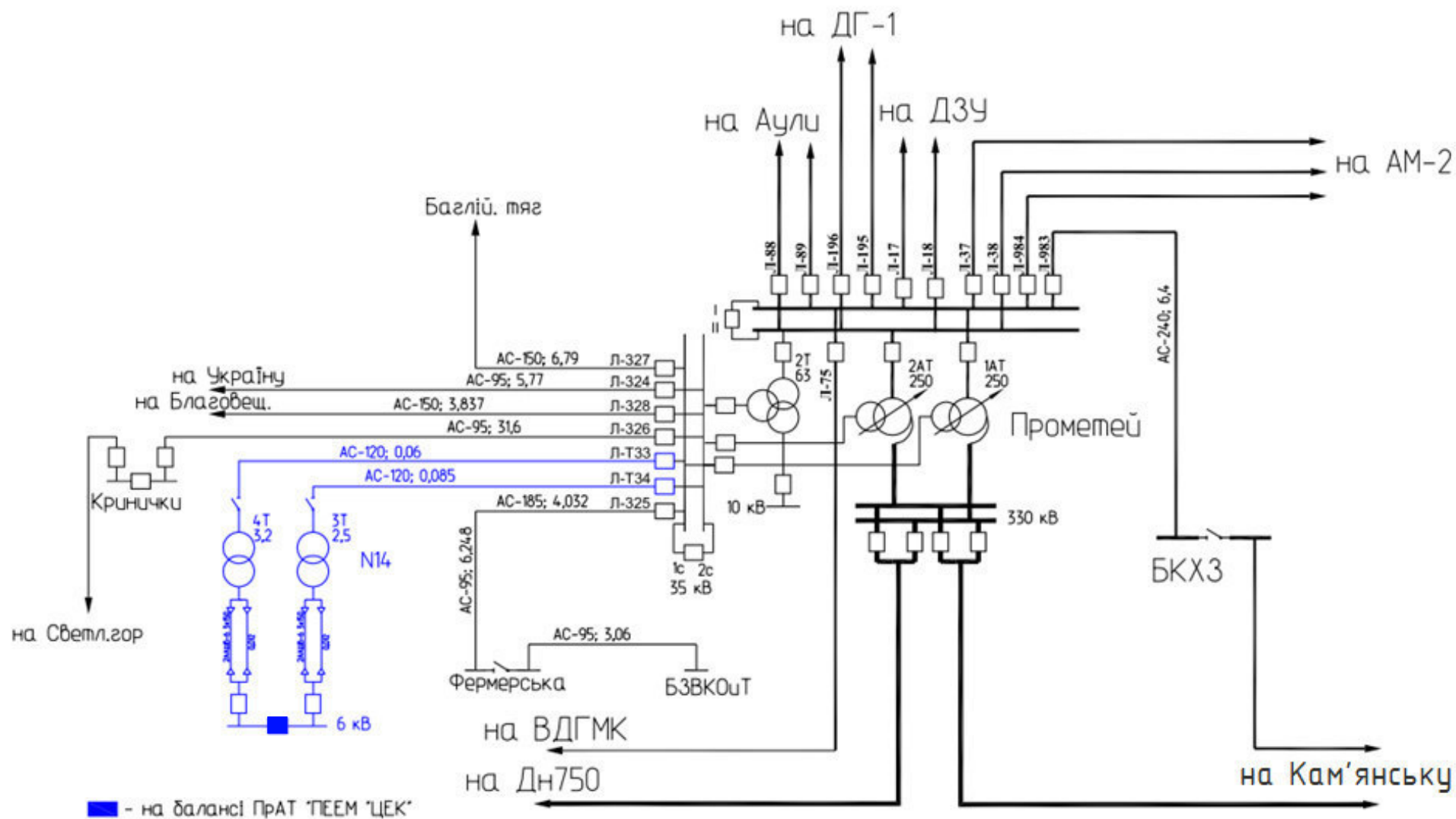
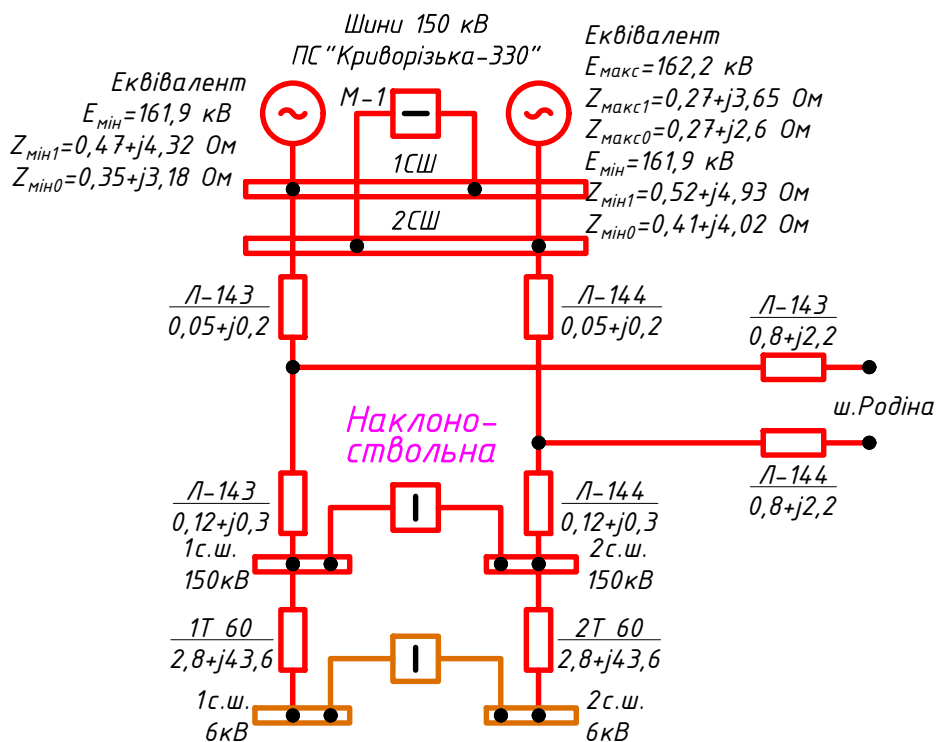
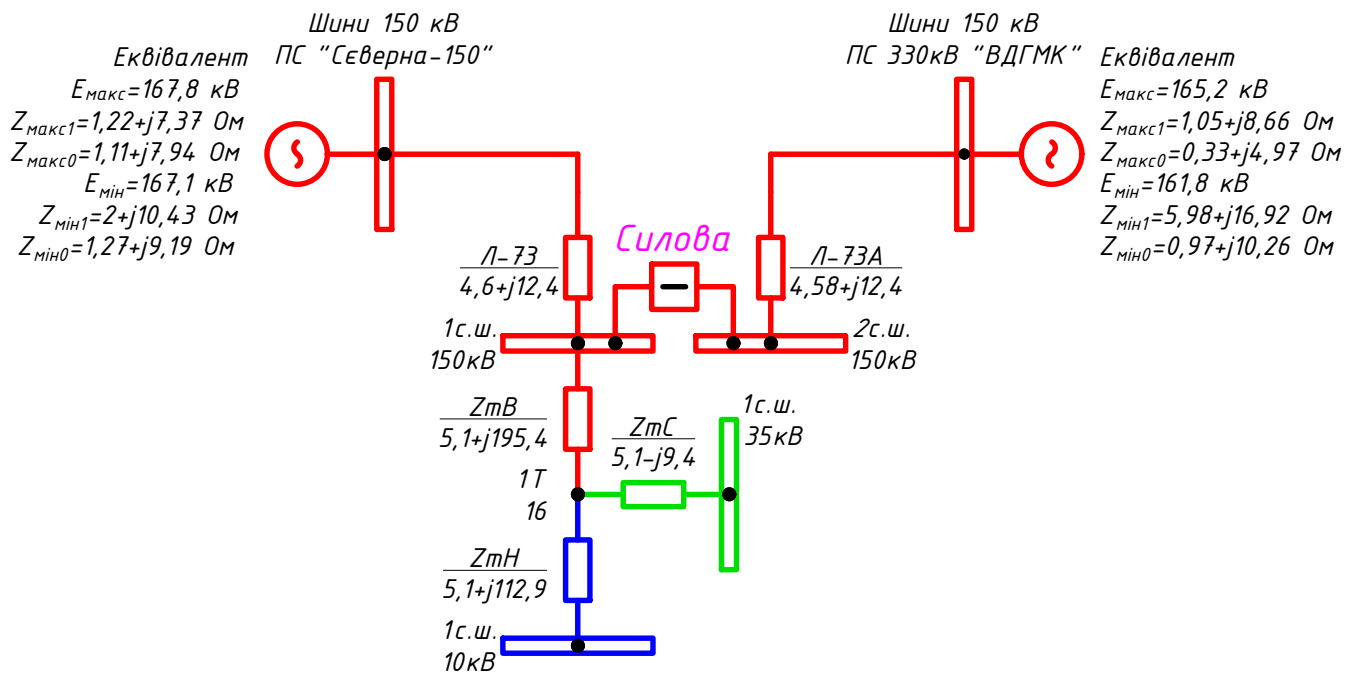


Рис.11. Схема нормального режиму електричної мережі 35-150 кВ станом на 01.01.2021 (ПС-35/6 кВ №14)

Додаток 3

Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання та величини струму короткого замикання для кожного енерговузла (елемента) електричних мереж ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"



— 150 кВ;

— 35 кВ;

— 10 кВ;

— 6 кВ;

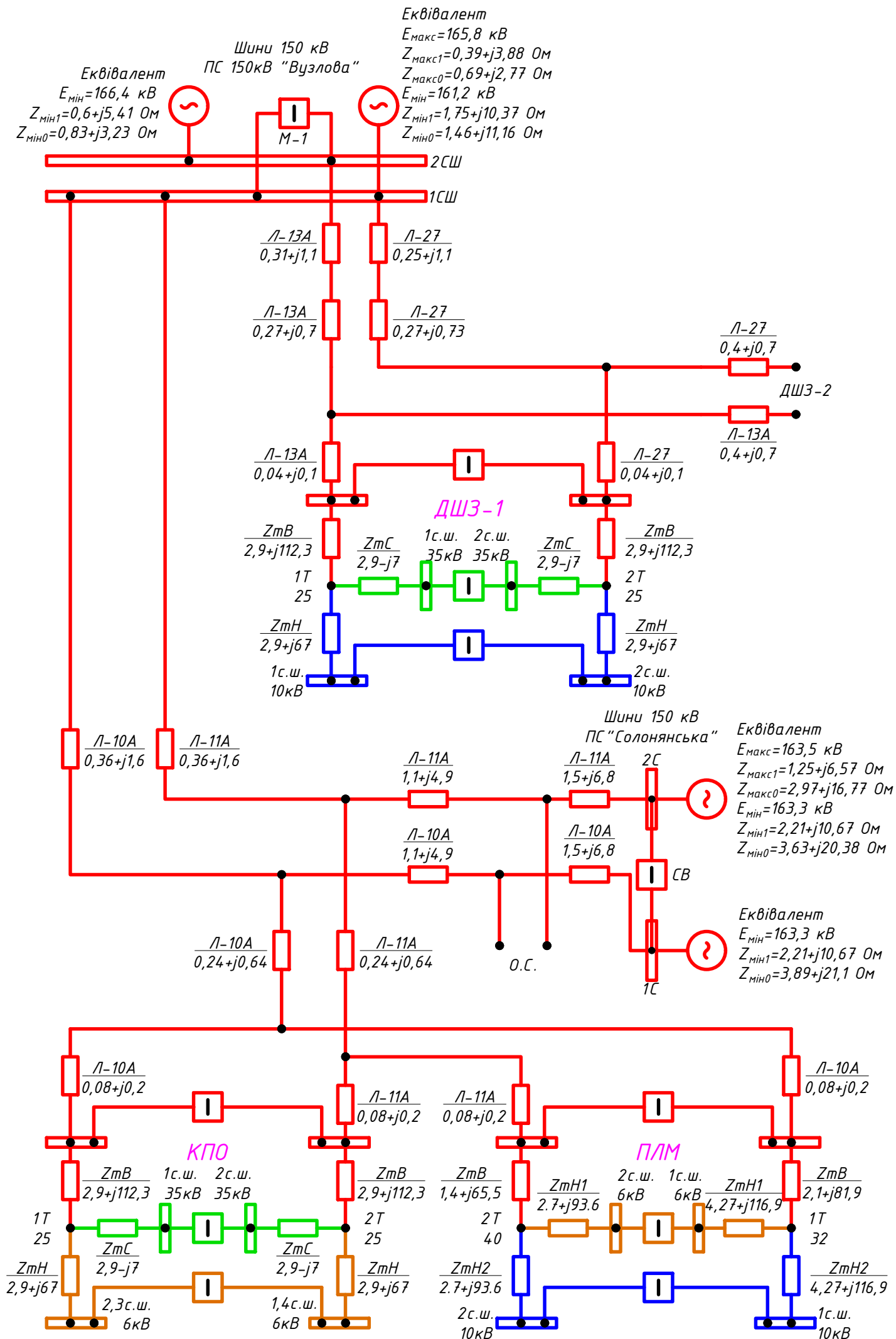
— вимикач ввімкнено в нормальному режимі;

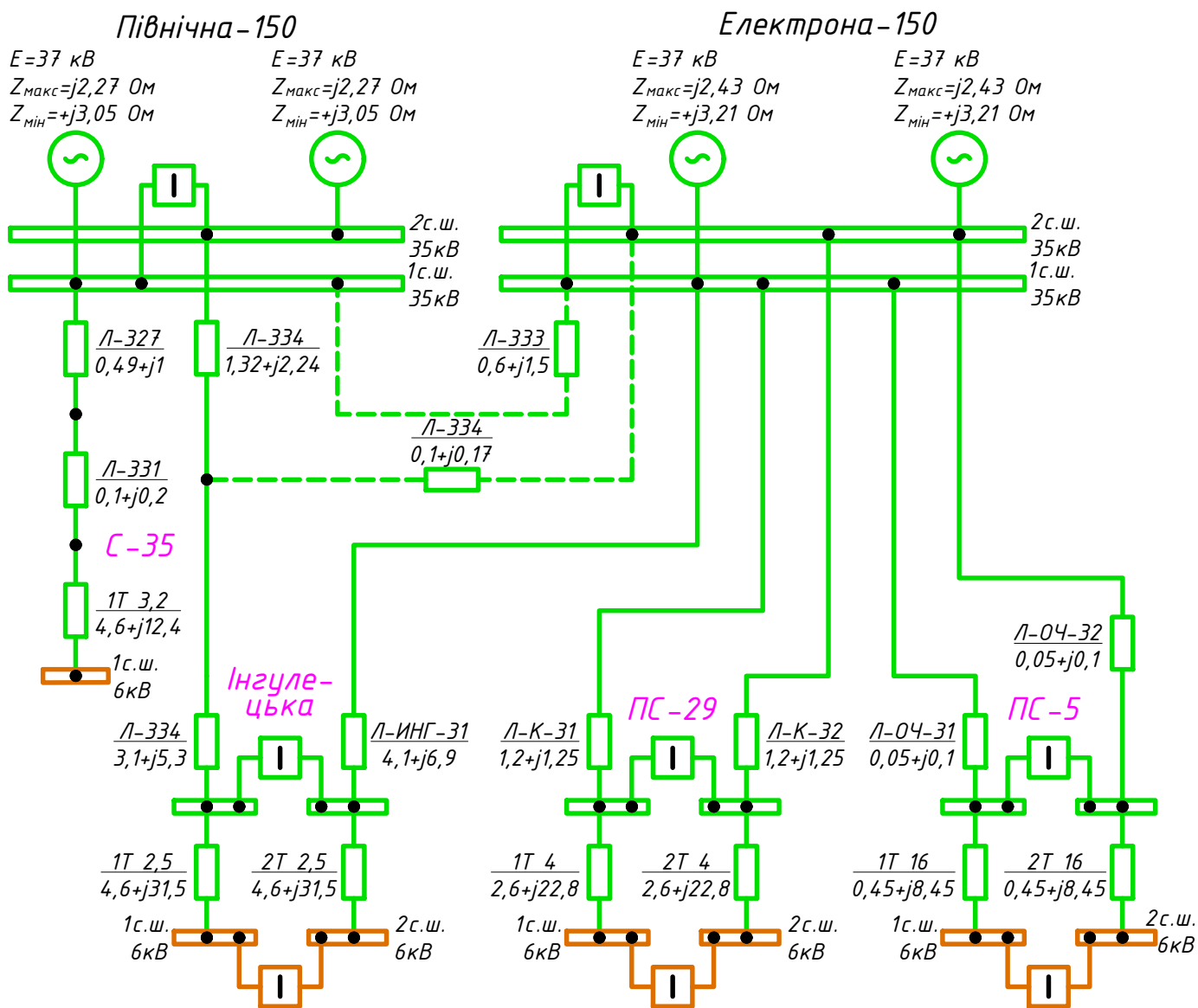
— вимикач вимкнено в нормальному режимі;

--- лінію вимкнено в нормальному режимі;

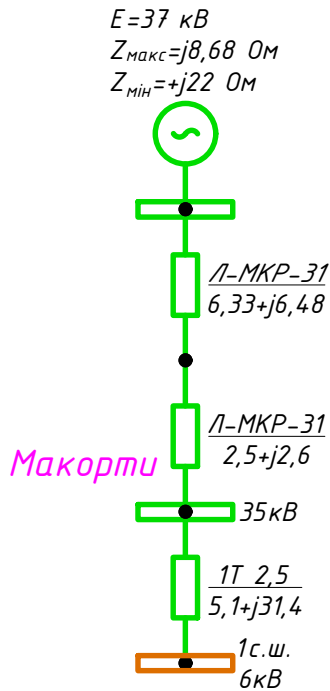
— лінію ввімкнено в нормальному режимі.

Примітка 1. Опори трансформаторів наведено для нейтрального положення РПН (ПБЗ). Та приведені до напруги ВН.

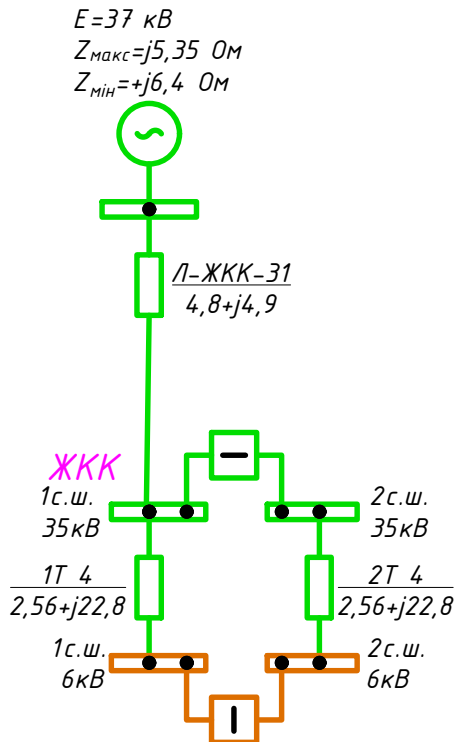




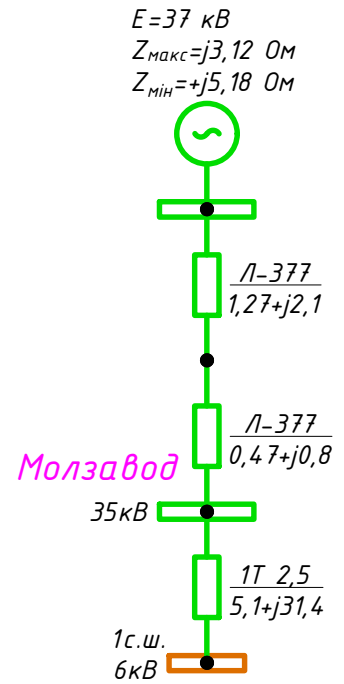
ПС "Девладове-тяг."



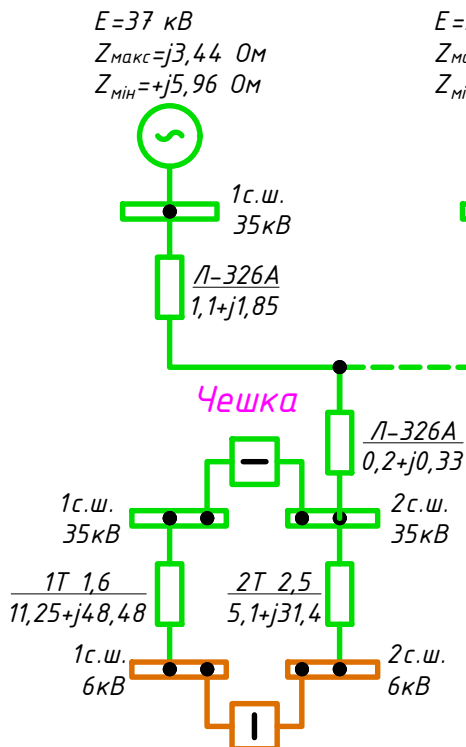
ПС "Михайлівська"



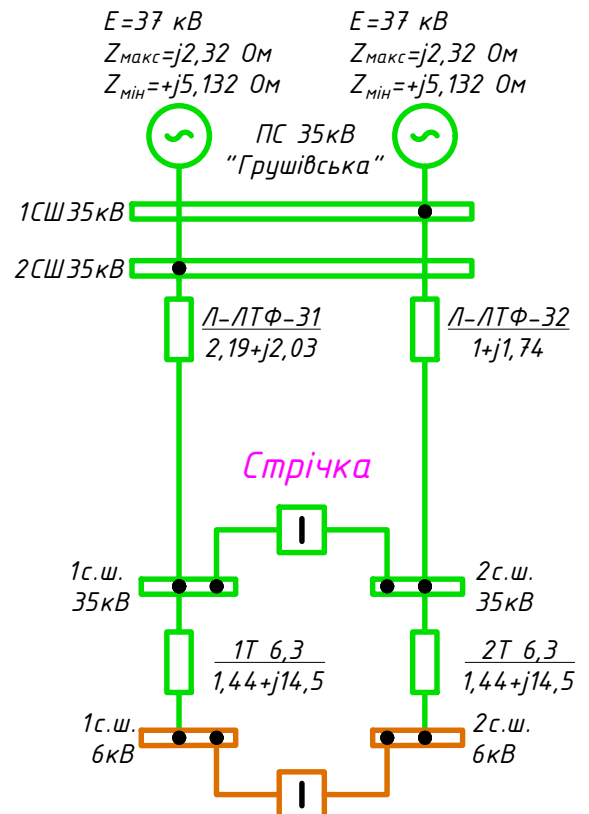
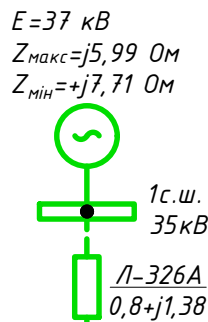
ПС "Нікопольська-150"

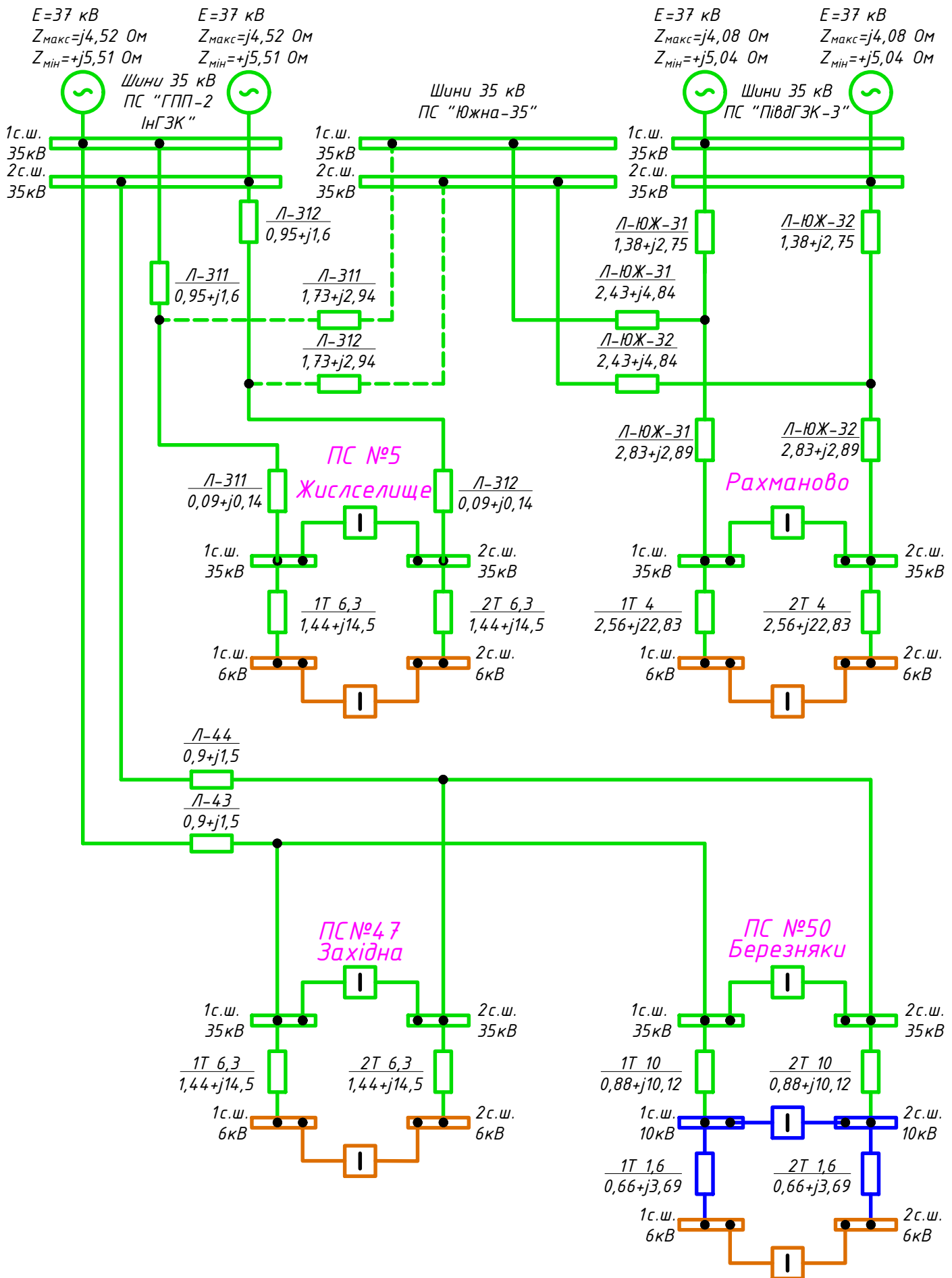


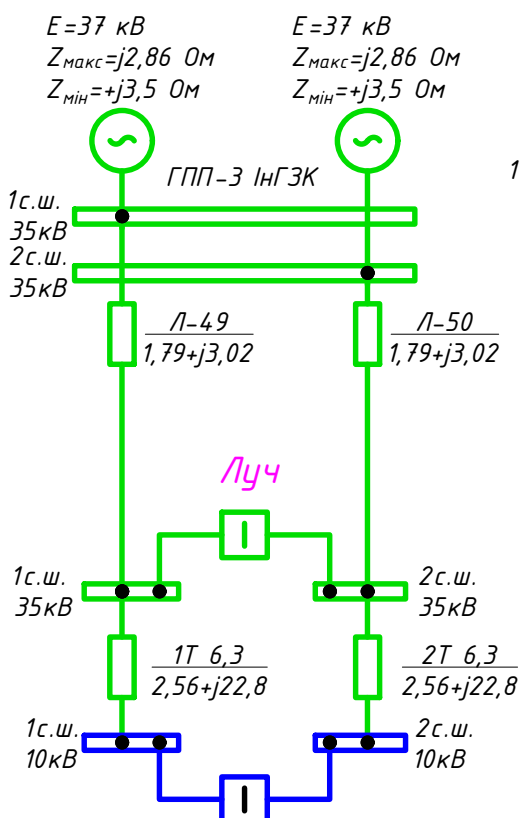
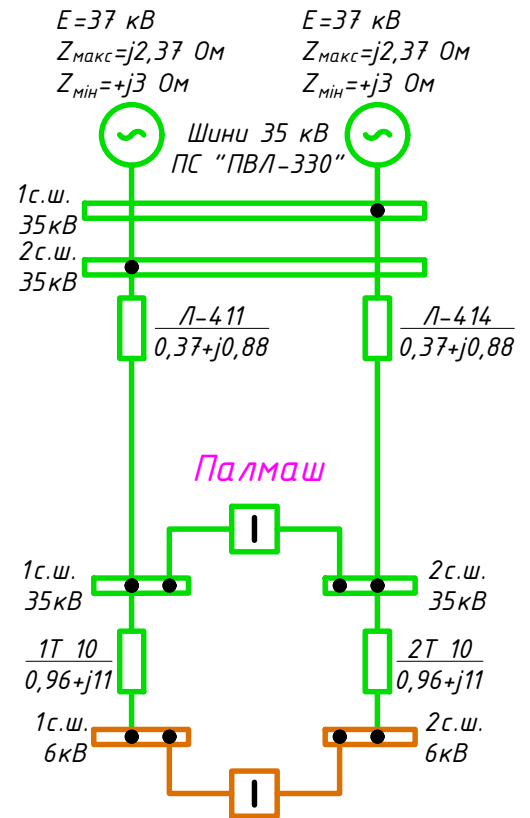
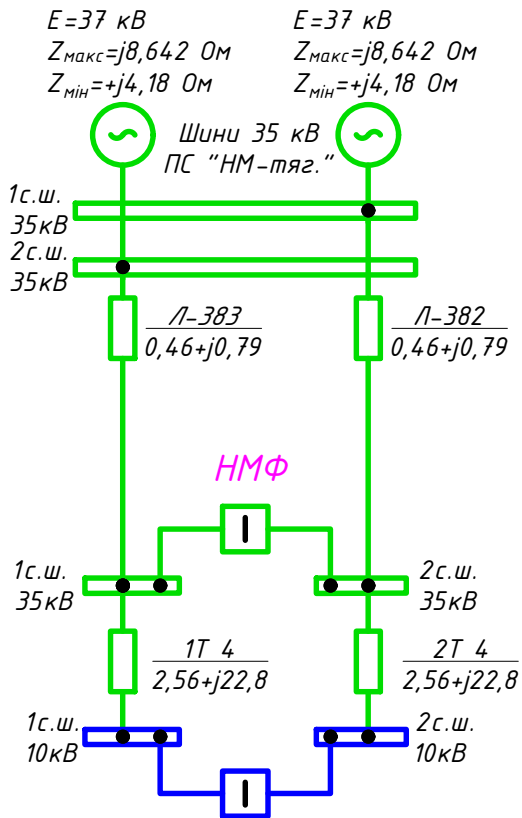
ПС "Газопровід-150"



ПС "Батурінська"

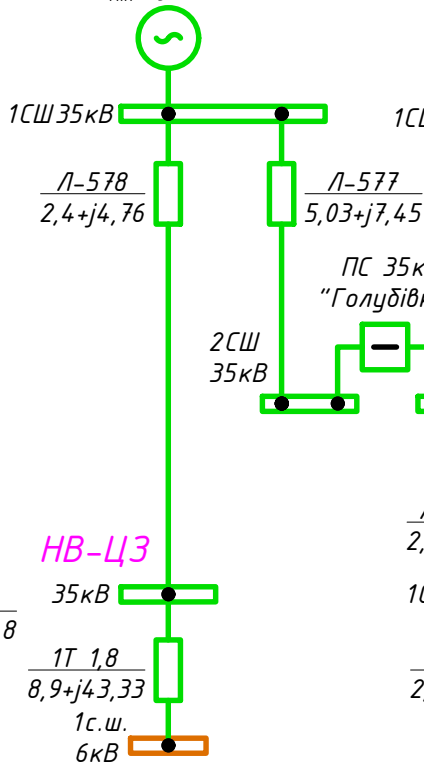






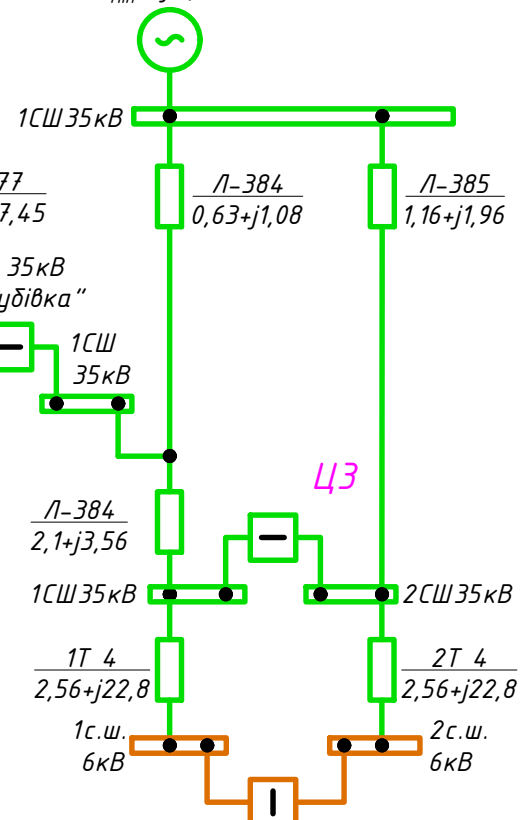
ПС 150кВ "Перещепине"

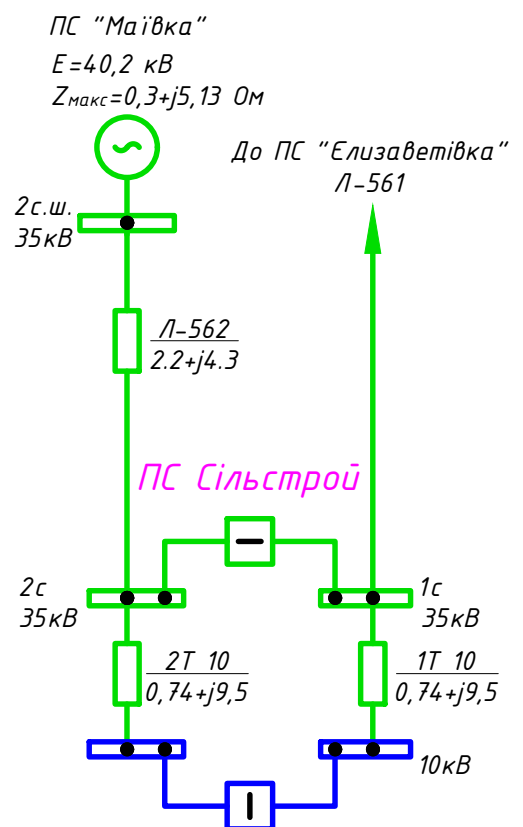
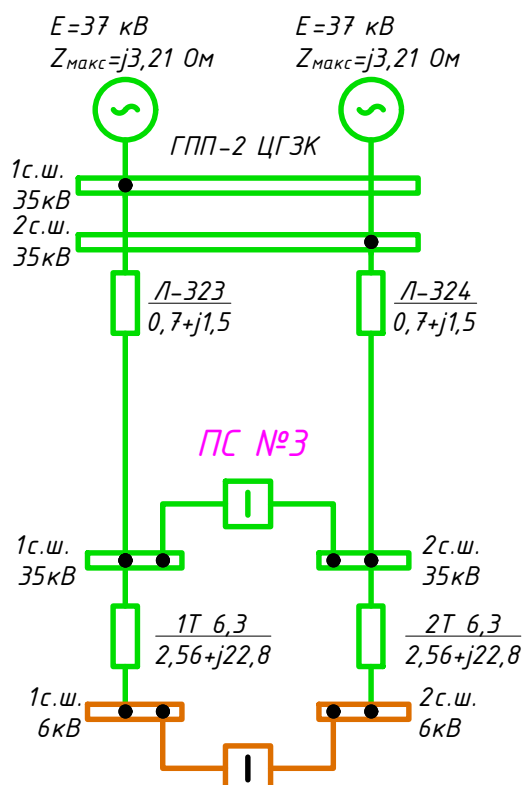
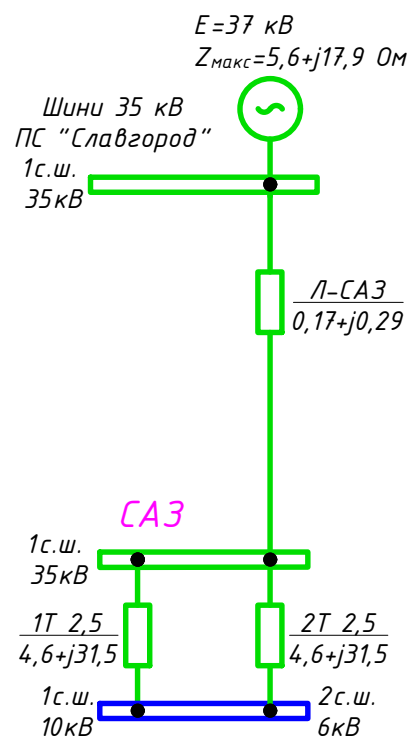
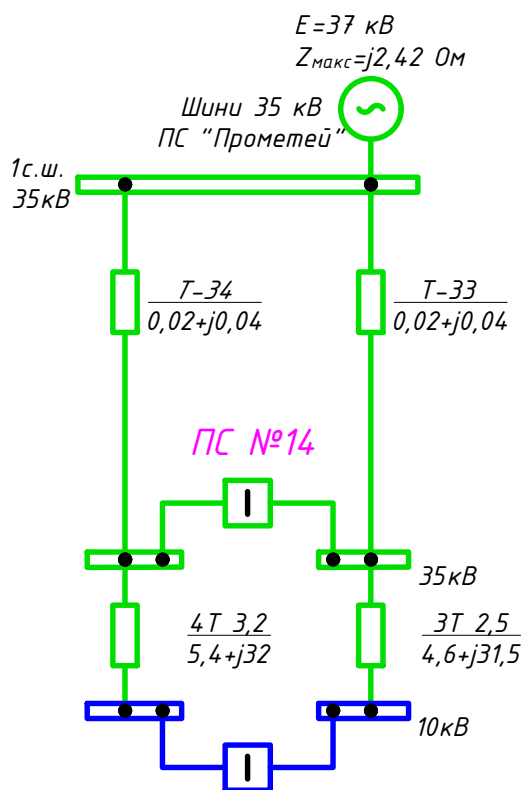
$E=37 \text{ кВ}$
 $Z_{\text{макс}}=j4,67 \text{ Ом}$
 $Z_{\text{мін}}=+j5,68 \text{ Ом}$



ПС 35кВ "Гудініха"

$E=37 \text{ кВ}$
 $Z_{\text{макс}}=j9,94 \text{ Ом}$
 $Z_{\text{мін}}=+j11,96 \text{ Ом}$





Додаток 4

**Аналіз досліджених режимів з урахуванням існуючого та
прогнозного завантаження системи розподілу
ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»**

**АНАЛІЗ ДОСЛІДЖЕНИХ РЕЖИМІВ
В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 35 – 150 кВ ПРАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»
З УРАХУВАННЯМ ІСНУЮЧОГО ТА ПРОГНОЗНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ**

Електричні розрахунки виконано з метою визначення завантаження трансформаторів на підстанціях 35 – 150 кВ з оцінкою достатності їх пропускної спроможності.

Силові трансформатори 150/35/10(6) кВ, 35/10(6) кВ задані номінальними параметрами.

Електричні розрахунки виконано для режимів максимальних навантажень в зимовий та літній періоди для:

- 2021 р.;
- розрахункового – 2022 р.;
- на 5-річну перспективу – 2026 р..

Електричні розрахунки на 2021 рік

На 2021 рік врахована існуюча схема електричної мережі 35-150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».

В таблицю 1 зведено дані щодо завантаження силових трансформаторів на прогнозний 2021 в режимах зимового та літнього максимуму навантаження в нормальному та аварійному режимі з урахуванням виконання робіт в 2021.

Таблиця 1

Завантаження силових трансформаторів на прогнозний 2021 рік

№№ з/п	Найменування об'єкта	Дисп. наймен.	Потужність тр-рів на 2021р.		Зима (максимум навантаження на 17:00)			Літо (максимум навантаження на 22:00)		
			МВА	МВт	МВт	% в нормальному режимі	% в аварій авар, ремонтному режимі	МВт	% в нормальному режимі	% в аварій авар, ремонтному режимі
1	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1Т	25	23,0	30,17	66%	131%	21,66	47%	94%
		2Т	25	23,0						
2	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	1Т	32	29,4	12,99	20%	44%	7,27	11%	25%
		2Т	40	36,8						
3	ПС-154/6/6 «Трубна»	1Т	32	29,4	5,97	10%	20%	6,15	10%	21%
		2Т	32	29,4						
4	ПС-150/35/10 кВ «Силова»	1Т	16	14,7	6,62	45%	45%	2,21	15%	15%
5	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	4Т	32	29,4	0,35	1%	1%	0,19	0,6%	0,6%
6	ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	1Т	32	29,4	5,81	10%	20%	2,48	4%	8%
		2Т	32	29,4						
7	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	1Т	60	55,2	8,93	8%	16%	6,94	6%	13%
		2Т	60	55,2						
8	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	1Т	25	23,0	20,56	45%	89%	10,58	23%	46%
		2Т	25	23,0						
9	ПС-35/6 кВ №3	1Т	6,3	5,8	1,87	16%	32%	0,87	8%	15%
		2Т	6,3	5,8						
10	ПС-35/6 кВ «ЖКК»	1Т	4	3,7	0,63	9%	17%	0,30	4%	8%
		2Т	4	3,7						
11	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	1Т	6,3	5,8	6,30	54%	109%	2,28	20%	39%

№№ з/п	Найменування об'єкта	Дисп. наймен.	Потужність тр-рів на 2021р.		Зима (максимум навантаження на 17:00)			Літо (максимум навантаження на 22:00)		
			МВА	МВт	МВт	% в нормальному режимі	% в аварій авар, ремонтному режимі	МВт	% в нормальному режимі	% в аварій авар, ремонтному режимі
		2Т	6,3	5,8						
12	ПС-35/10 кВ «НМФ»	1Т	4	3,7	1,16	16%	31%	0,27	4%	7%
		2Т	4	3,7						
13	ПС №50 «Березняки» 35/10/6 кВ	1Т	10	9,2	5,63	31%	61%	3,15	17%	34%
		2Т	10	9,2						
14	ПС №47 35/6 кВ «Західна»	1Т	4	3,7	1,40	19%	38%	0,57	8%	15%
		2Т	4	3,7						
15	ПС №5»Жилселище»35/6 кВ	1Т	6,3	5,8	4,43	38%	76%	3,29	28%	57%
		2Т	6,3	5,8						
16	ПС 35/6 кВ «Інгулецька»	1Т	2,5	2,3	0,63	14%	27%	0,51	11%	22%
		2Т	2,5	2,3						
17	ПС «С-35»35/6 кВ	1Т	4	3,7	2,01	54%	54%	0,19	5%	5%
18	ПС-29 35/6 кВ	1Т	4	3,7	0,32	4%	9%	0,30	4%	8%
		2Т	4	3,7						
19	ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води	1Т	16	14,7	9,05	31%	62%	6,15	21%	42%
		2Т	16	14,7						
20	ПС-35/6 кВ «Чешка»	1Т	1,6	1,5	0,54	14%	36%	0,14	4%	9%
		2Т	2,5	2,3						
21	ПС-35/10 кВ «Луч»	1Т	6,3	5,8	0,53	5%	9%	0,1	1%	2%
		2Т	6,3	5,8						
22	ПС «Макорти» 35/6 кВ	1Т	2,5	2,3	0,42	4%	4%	0,41	4%	18%
23	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	1Т	10	9,2	0,74	4%	8%	0,23	1%	3%
		2Т	10	9,2						
24	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	1Т	4	3,7	1,37	19%	37%	0,35	5%	9%
		2Т	4	3,7						
25	ПС «НВ-ЦЗ»35/6 кВ	1Т	1,8	1,7	0,34	20%	20%	0,09	5%	5%
26	ПС «САЗ»35/10/6 кВ	1Т	2,5	2,3	1,26	27%	53%	0,83	18%	36%
		2Т	2,5	2,3						
27	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	1Т	2,5	2,3	2,28	99%	99%	1,44	63%	63%
28	ПС-35/6 кВ №14	3Т	2,5	2,3	0,53	12%	23%	0,11	2%	5%
		4Т	2,5	2,3						
29	ПС «ЦЗ»35/6 кВ	1Т	4	3,7	0,79	11%	21%	0,29	4%	8%
		2Т	4	3,7						
30	ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	1Т	10	9,2	1,89	10%	21%	1,75	10%	19%
		2Т	10	9,2						

Аналіз даних таблиці 1 показав, що в нормальному режимі завантаження трансформаторів на трансформаторних підстанціях знаходиться в межах від 1 до 99% в

зимовий період та від 1 до 63% в літній період в залежності від номінальної потужності трансформаторів.

В аварійному, ремонтному режимі завантаження трансформаторів в зимовий період від 1 до 99% та від 1 до 94% в літній період, крім ПС-154/35/6 кВ «КПО», ПС-35/6 кВ «Стрічка», на яких завантаження силових трансформаторів в аварійному режимі в зимовий період становить відповідно 131% та 109%.

В зимовий період завантаження силового трансформатора 1Т ПС-35/6 кВ «Молзавод» складає 99% його номіналу потужності. З огляду на прогнозні дані завантаження трансформатору 1Т ПС-35/6 кВ «Молзавод» до 2026 року його перевантаження без заміни силового трансформатору складатиме близько 110%.

Електричні розрахунки на 2022 рік

На 2022 рік прийнята існуюча схема електричної мережі 35-150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».

В таблиці 2 зведені дані щодо прогнозованого завантаження силових трансформаторів на розрахунковий 2022 рік в режимах зимового та літнього максимуму навантаження з урахуванням виконання робіт в 2022 році:

- організація нового джерела живлення ПС 35 кВ «С-35» зі встановленням трансформатору 35/6 кВ потужністю 4 МВА;
- заміна першого трансформатору на ПС-35/6 кВ «Молзавод» – 1Т 35/6 кВ потужністю 2,5 МВА на 4 МВА.

Таблиця 2

Завантаження силових трансформаторів на прогнозний 2022 рік

№№ з/п	Найменування об'єкта	Дис п. най мен.	Потужність тр-рів на 2022 р.		Зима (максимум навантаження на 17:00)			Літо (максимум навантаження на 22:00)		
			МВА	МВт	МВт	% в нормальн ому режимі	% в аварій авар, ремонтном у режимі	МВт	% в нормал ьному режимі	% в аварій авар, ремонтном у режимі
1	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1Т	25	23	30,77	67%	131%	22,25	48%	97%
		2Т	25	23						
2	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	1Т	32	29,4	13,32	20%	45%	7,60	11%	26%
		2Т	40	36,8						
3	ПС-154/6/6 «Трубна»	1Т	32	29,4	6,12	10%	21%	6,66	11%	23%
		2Т	32	29,4						
4	ПС-150/35/10 кВ «Силова»	1Т	16	14,7	6,78	46%	46%	2,37	16%	16%
5	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	4Т	32	29,4	0,36	1,2%	1,2%	0,20	0,7%	0,7%
6	ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	1Т	32	29,4	5,95	10%	20%	2,62	4%	9%
		2Т	32	29,4						
7	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	1Т	60	55,2	9,15	8%	17%	7,16	6%	13%
		2Т	60	55,2						
8	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	1Т	25	23,0	21,01	46%	91%	11,03	24%	48%
		2Т	25	23,0						
9	ПС-35/6 кВ №3	1Т	6,3	5,8	1,92	17%	33%	0,92	8%	16%
		2Т	6,3	5,8						
10	ПС-35/6 кВ «ЖКК»	1Т	4	3,7	0,65	9%	18%	0,32	4%	9%
		2Т	4	3,7						
11	ПС-35/6 кВ	1Т	6,3	5,8	6,46	56%	111%	2,44	21%	42%

№№ з/п	Найменування об'єкта	Дис п. най мен.	Потужність тр-рів на 2022 р.		Зима (максимум навантаження на 17:00)			Літо (максимум навантаження на 22:00)		
			МВА	МВт	МВт	% в нормальн ому режимі	% в аварій авар, ремонтном у режимі	МВт	% в нормал ьному режимі	% в аварій авар, ремонтном у режимі
	«Стрічка»	2Т	6,3	5,8						
12	ПС-35/10 кВ «НМФ»	1Т	4	3,7	1,18	16%	32%	0,29	4%	8%
		2Т	4	3,7						
13	ПС №50 «Березняки» 35/10/6 кВ	1Т	10	9,2	5,84	32%	63%	3,36	18%	37%
		2Т	10	9,2						
14	ПС №47 35/6 кВ «Західна»	1Т	4	3,7	1,43	19%	39%	0,60	8%	16%
		2Т	4	3,7						
15	ПС №5»Жилселище»35/6 кВ	1Т	6,3	5,8	4,74	41%	82%	3,60	31%	62%
		2Т	6,3	5,8						
16	ПС 35/6 кВ «Інгулецька»	1Т	2,5	2,3	0,65	14%	28%	0,53	12%	23%
		2Т	2,5	2,3						
17	ПС «С-35»35/6 кВ	1Т	4	3,7	2,06	28%	56%	0,24	3%	6%
		2Т	4	3,7						
18	ПС-29 35/6 кВ	1Т	4	3,7	0,32	4%	9%	0,31	4%	8%
		2Т	4	3,7						
19	ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води	1Т	16	14,7	9,44	32%	64%	6,54	22%	44%
		2Т	16	14,7						
20	ПС-35/6 кВ «Чешка»	1Т	1,6	1,5	0,55	14%	37%	0,15	4%	10%
		2Т	2,5	2,3						
21	ПС-35/10 кВ «Луч»	1Т	6,3	5,8	0,54	5%	9%	0,11	1%	2%
		2Т	6,3	5,8						
22	ПС «Макорти» 35/6 кВ	1Т	2,5	2,3	0,43	19%	19%	0,42	18%	18%
23	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	1Т	10	9,2	0,75	4%	8%	0,24	1%	3%
		2Т	10	9,2						
24	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	1Т	4	3,7	1,40	19%	38%	0,38	5%	10%
		2Т	4	3,7						
25	ПС «НВ-ЦЗ»35/6 кВ	1Т	1,8	1,7	0,34	20%	20%	0,10	6%	6%
26	ПС «САЗ»35/10/6 кВ	1Т	2,5	2,3	1,29	28%	56%	0,86	19%	37%
		2Т	2,5	2,3						
27	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	1Т	4,0	3,7	2,31	62%	62%	1,47	40%	40%
28	ПС-35/6 кВ №14	3Т	2,5	2,3	0,54	12%	24%	0,12	3%	5%
		4Т	2,5	2,3						
29	ПС «ЦЗ»35/6 кВ	1Т	4	3,7	1,00	14%	27%	0,50	7%	14%
		2Т	4	3,7						
30	ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	1Т	10	9,2	2,04	11%	22%	1,90	21%	21%
		2Т	10	9,2						

Аналіз даних таблиці 2 показав, що в нормальному режимі завантаження трансформаторів на трансформаторних підстанціях знаходиться в межах від 1 до 67% в

зимовий період та від 1 до 48% в літній період в залежності від номінальної потужності трансформаторів.

В аварійному, ремонтному режимі завантаження трансформаторів в зимовий період від 1 до 91% та від 1 до 62% в літній період, крім ПС-154/35/6 кВ «КПО», ПС-35/6 кВ «Стрічка», на яких завантаження силових трансформаторів в аварійному режимі в зимовий період становить 131% та 111%.

Електричні розрахунки на 2026 рік

На 2026 рік – 5-ти річну перспективу розвитку електричних мереж 35-150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з урахуванням росту навантаження враховано:

- заміна двух трансформаторів на ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1» – 2Т 150/35/6 кВ потужністю 25 МВА на 40 МВА;
- заміна першого трансформатору на ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» – 1Т 150/10/6 кВ потужністю 32 МВА на 40 МВА;

В таблицю 3 зведені дані щодо завантаження силових трансформаторів на 2026 рік в режимах зимового та літнього максимуму навантаження.

Таблиця 3

Завантаження силових трансформаторів на прогнозний 2026 рік

№№ з/п	Найменування об'єкта	Дис. п. най мен.	Потужність тр-рів на 2026 р.		Зима (максимум навантаження на 17:00)			Літо (максимум навантаження на 22:00)		
			МВА	МВт	МВт	% в нормаль ному режимі	% в аварій авар, ремонтно му режимі	МВт	% в нормаль ному режимі	% в аварій авар, ремонтно му режимі
1	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1Т	25	23,0	33,31	72%	145%	24,07	52%	104%
		2Т	25	23,0						
2	ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ»	1Т	40	36,8	14,7	20%	40%	8,74	12%	24%
		2Т	40	36,8						
3	ПС-154/6/6 «Труба»	1Т	32	29,4	6,76	11%	23%	7,21	12%	25%
		2Т	32	29,4						
4	ПС-150/35/10 кВ «Силова»	1Т	16	14,7	7,48	51%	51%	2,92	20%	20%
5	ПС-150/10/6 кВ «ПМЗ»	4Т	32	29,4	0,39	1%	1%	0,23	1%	1%
6	ПС-150/6/6 кВ «ПЗТО»	1Т	32	29,4	6,65	11%	23%	3,54	6%	12%
		2Т	32	29,4						
7	ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ»	1Т	60	55,2	10,11	9%	18%	7,97	7%	14%
		2Т	60	55,2						
8	ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1»	1Т	25	23,0	22,95	38%	99%	13,08	22%	57%
		2Т	40	36,8						
9	ПС-35/6 кВ №3	1Т	6,3	5,8	2,115	18%	36%	1,03	9%	18%
		2Т	6,3	5,8						
10	ПС-35/6 кВ «ЖКК»	1Т	4	3,7	0,73	10%	20%	0,43	6%	12%
		2Т	4	3,7						
11	ПС-35/6 кВ «Стрічка»	1Т	6,3	5,8	7,14	62%	123%	3,02	26%	52%
		2Т	6,3	5,8						
12	ПС-35/10 кВ «НМФ»	1Т	4	3,7	1,32	18%	36%	0,45	6%	12%

№№ з/п	Найменування об'єкта	Дис п. най мен.	Потужність тр-рів на 2026 р.		Зима (максимум навантаження на 17:00)			Літо (максимум навантаження на 22:00)		
			МВА	МВт	МВт	% в нормаль ному режимі	% в аварій авар, ремонтно му режимі	МВт	% в нормаль ному режимі	% в аварій авар, ремонтно му режимі
			2Т	4	3,7					
13	ПС №50 «Березняки» 35/10/6 кВ	1Т	10	9,2	6,73	37%	73%	4,07	22%	44%
		2Т	10	9,2						
14	ПС №47 35/6 кВ «Західна»	1Т	4	3,7	1,57	21%	42%	0,69	9%	19%
		2Т	4	3,7						
15	ПС №5 «Жилселище» 35/6 кВ	1Т	6,3	5,8	6,09	53%	105%	4,79	41%	83%
		2Т	6,3	5,8						
16	ПС 35/6 кВ «Інгулецька»	1Т	2,5	2,3	0,72	16%	31%	0,59	13%	26%
		2Т	2,5	2,3						
17	ПС «С-35» 35/6 кВ	1Т	4	3,7	2,28	31%	62%	0,29	4%	8%
		2Т	4	3,7						
18	ПС-29 35/6 кВ	1Т	4	3,7	0,36	5%	10%	0,34	5%	9%
		2Т	4	3,7						
19	ПС-5 35/6 кВ м. Жовті Води	1Т	16	14,7	11,08	38%	75%	7,86	27%	53%
		2Т	16	14,7						
20	ПС-35/6 кВ «Чешка»	1Т	2,5	2,3	0,61	13%	27%	0,23	5%	10%
		2Т	2,5	2,3						
21	ПС-35/10 кВ «Луч»	1Т	6,3	5,8	0,59	5%	10%	0,14	1%	2%
		2Т	6,3	5,8						
22	ПС «Макорти» 35/6 кВ	1Т	2,5	2,3	0,47	20%	20%	0,44	19%	19%
23	ПС-35/6 кВ «Палмаш»	1Т	10	9,2	0,82	4%	9%	0,26	1%	3%
		2Т	10	9,2						
24	ПС 35/6 кВ «Рахманово»	1Т	4	3,7	1,55	21%	42%	0,51	7%	14%
		2Т	4	3,7						
25	ПС «НВ-ЦЗ» 35/6 кВ	1Т	1,6	1,47	0,38	26%	26%	0,13	9%	9%
26	ПС «САЗ» 35/10/6 кВ	1Т	2,5	2,3	1,4	30%	61%	0,85	18%	37%
		2Т	2,5	2,3						
27	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	1Т	4	3,7	2,44	66%	66%	1,56	42%	42%
28	ПС-35/6 кВ №14	3Т	2,5	2,3	0,59	13%	26%	0,15	3%	7%
		4Т	2,5	2,3						
29	ПС «ЦЗ» 35/6 кВ	1Т	4	3,7	1,86	25%	50%	1,18	16%	32%
		2Т	4	3,7						
30	ПС-35/10 кВ «Сельстрой»	1Т	10	9,2	2,69	15%	29%	2,45	13%	27%
		2Т	10	9,2						

Аналіз таблиць 2, 3 показав, що завантаження трансформаторів на двотрансформаторних підстанціях, в разі виведення в ремонт одного з трансформаторів або

аварійного відключення одного з трансформаторів, встановлених на підстанції, знаходиться в межах від 1 до 145% в зимовий період та від 1 до 104% в літній період в залежності від номінальної потужності трансформаторів.

Також слід зазначити, що по розрахункам на перспективу потребують заміни силові трансформатори на ПС-154/35/6 кВ «КПО», ПС-35/6 кВ «Стрічка» на більшу потужність.

Схеми заміщення для розрахунку струмів короткого замикання та величини струму короткого замикання для кожного енерговузла (елемента) електричних мереж станом на 01.01.2020 додаються.

АНАЛІЗ ПЕРЕТОКІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ З УРАХУВАННЯМ ІСНУЮЧОГО ТА ПРОГНОЗНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ

1. Аналіз результатів електричних розрахунків потокорозподілу та рівнів напруги в електричних мережах 150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з метою визначення умов електропостачання споживачів з урахуванням реалізації передбачених обсягів нового будівництва та реконструкції електричних мереж – ліній електропередачі та підстанцій.

Результат потокорозподілу та рівнів напруги в нормальній схемі мережі 150 кВ з урахуванням навантаження 2020 року виконаний для - зима, максимум (додаток 5 рис.1.5, рис.2.5; рис.3.5; рис.4.5), на підставі проведеного аналізу досліджених режимів в електричних мережах 35-150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з урахуванням існуючого та прогнозного завантаження

Аналіз результату електричного розрахунку показує, що:

- найбільше завантаження ПЛ-150 кВ відмічається в районі мереж, які забезпечують електропостачання споживачів м. Дніпро та м. Кривий Ріг;
- переток по 2-ом лініям ПЛ-150 кВ Л-143, Л-144 від шин 150 кВ ПС «Криворізька-330» на ПС «Наклоноствольна 150/6 кВ» та ПС ш «Родіна» 150 кВ сумарно складає 28 МВт;
- переток по 2-ом відгалуженням ПЛ-150 кВ Л-0-13А, Л-0-27 від ПЛ-150 кВ Л-13А, Л-27 на ПС 150/35/6 кВ «ДШЗ-1», «ДШЗ-2» – 25 МВт;
- переток по 2-ом відгалуженням ПЛ-150 кВ Л-0-10А, Л-0-11А від ПЛ-150 кВ Л-10А, Л-11А на ПС-154/35/6 кВ «КПО», ПС-154/10/6 кВ «ПЛМ» – 47 МВт.

Таким чином, найбільші завантаження відмічаються ПЛ 150 кВ, які забезпечують передачу потужності на промисловість та споживачам від шин 150 кВ магістральних об'єктів. Слід зазначити, що перетоки потужності по ПЛ 150 кВ не перевищують допустимі значення.

Найбільші навантаження трансформаторних зв'язків відмічаються на підстанціях магістральних мереж, які забезпечують електропостачання споживачів м. Дніпро, м. Кривий Ріг та м. Нікополь. Перетоки потужності по автотрансформаторам зазначених підстанцій не тільки в нормальній схемі, але й в ремонтних та ремонтно-аварійних схемах не перевищують допустимі рівні навантаження.

Значним завантаженням характеризуються трансформатори, які встановлені на підстанціях 35–150 кВ:

- м. Дніпро – ПС 150 кВ – ПС-154/35/6 кВ «КПО»;
- м. Марганець – ПС 35 кВ – ПС-35/6 кВ «Стрічка»;
- м. Нікополь – ПС 35 кВ – ПС-35/6 кВ «Молзавод»;
- м. Жовті Води - ПС 35 кВ – ПС «С-35»35/6 кВ.

При цьому в нормальній схемі перетоки потужності по трансформаторам 150 кВ не перевищують встановлену потужність трансформаторів.

В ремонтних та аварійних схемах перетоки потужності по трансформаторам 150 кВ перевищують допустимі рівні навантаження на підстанціях вказаних в таблиці 1.

Таблиця 4

Перелік підстанцій 150 кВ, в яких спостерігається перевантаження при відключенні одного з трансформаторів станом на 2020 рік (зима).

№ з/п	Найменування підстанції	Диспетчерське позначення	Напруга обмотки,	S ном. обмотки тр-ра,	Номинальний струм обмотки тр-ра,	Максимальне навантаження		Завантаження обмоток тр-ра, %	Напруга, кВ		Tg
			кВ	МВА	А	А	МВт		max	min	
м. Дніпро											
1	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1Т	150	25	94			70,8			
			35		376			75,6			
			6		2187	172	10,42	45,7	37,8	36,5	0,24
		2Т	150	25	94	653	6,53	29,9	6,5	6,4	0,20
			35		376			46			
			6		2187	98	5,94	26	37,8	36,5	0,24

Рівні напруги характеризуються діапазоном 152÷163 кВ в мережі 150 кВ.

Потокорозподіл в існуючій електричній мережі з урахуванням збільшення навантаження на 2020 рік відображено в схемах поточкорозподілу електричних мережах 150 кВ. Аналіз наведеної інформації показує, що зростання споживання в Дніпропетровському регіоні обумовлює збільшення перетоків потужності по ПЛ-35 кВ та ПЛ-150 кВ.

Так, переток потужності по ПЛ 150 кВ Л-34, Л-34А, які відходять від шин 150 кВ ПДТЕС на ПС «КЛ» через ПС-154/6/6 «Трубна», досягають 300-500 МВт. По ПЛ-150 кВ Л-73, Л-73А, які відходять від шин 150 кВ ПС «ВДГМК 330» на ПС «Северна-150» через ПС-150/35/10 кВ «Силова» досягають 250 МВт. При цьому відмічається і збільшення навантаження трансформаторів 150 кВ та 35 кВ, які встановлені на підстанціях ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК». Рівні напруги знижуються на величину 1-1,5 кВ.

2. Характерні періоди роботи мережі 150 кВ в ремонтних (аварійних) режимах на 2026 р.(зима), в яких можливе перевантаження по струму.

Необхідно зазначити, що в мережі 150 кВ АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» при відключенні ПЛ-150 кВ Л-10А, або Л-11А спричиняє перевантаження на ПС-154/35/6 кВ «КПО» обладнання 1Т, або 2Т на 145%.

3. Аналіз результатів поточкорозподілу та рівнів напруги в електричних мережах 35кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» з метою визначення умов електропостачання споживачів з урахуванням реалізації передбачених обсягів нового будівництва та реконструкції електричних мереж – ліній електропередачі та підстанцій.

Аналіз результату електричних розрахунків показує, що всі параметри мережі 35 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» в допустимих межах за винятком підстанцій 35 кВ на яких можливе перевантаження силових трансформаторів в ремонтному або аварійному режимі. Перелік таких підстанцій наведен в таблиці 5

Найбільше завантаження підстанцій відмічається в районі мереж, які забезпечують електропостачання споживачів м.Дніпро, м.Нікополь, м.Марганець, м. Жовті Води:

- переток по 2-ом лініям 35 кВ Л-ЛТФ-31, Л-ЛТФ-32 від шин 35 кВ ПС «Грушівська-150» на ПС-35/6 кВ «Стрічка» сумарно складає 6,4 МВт;
- переток по 1-ї лінії 35 кВ Л-331, від шин 35 кВ ПС 35/6 кВ «Нова» на ПС «С-35»35/6 кВ сумарно складає 5,3 МВт.

Перетоки потужності по трансформаторам зазначених підстанцій в ремонтних та ремонтно-аварійних схемах перевищують допустимі рівні навантаження. Перелік подібних підстанцій наведено в таблиці 5.

Таблиця 5

Перелік підстанцій 35 кВ, в яких спостерігається перевантаження при відключенні одного з трансформаторів або відключеннях мережі 6кВ станом на 17-00 грудень 2020 рік (зима).

№ з/п	Найменування підстанції	Диспетчерське позначення	Напруга обмотки,	С ном. обмотки тр-ра,	Номинальний струм обмотки тр-ра,	Максимальне навантаження		Завантаження обмоток тр-ра, %	Напруга, кВ		Tg
			кВ	МВА	А	А	МВт		max	min	
1	ПС-35/6 кВ «Молзавод»	1Т	35	2,5	41						
			6		250	252	2,4	96	6,2	6,3	0,19
2	ПС «С-35»35/6 кВ	1Т	35	3,2	50						
			6		233	147	1,4	44	6,1	6,2	0,23

Характерні періоди роботи мережі 35 кВ в ремонтних (аварійних) режимах на 2026 р.(зима), в яких можливе перевантаження по струму:

- відключення ПЛ-6 кВ ПС 35/6 кВ «Нова» ком. 4 – ПС «С-35»35/6 кВ ком. 8 призведе до перенавантаження на ПС «С-35»35/6 кВ 1Т до 196%.
У випадку відключення (пошкодження) лінії ПЛ-6 кВ ПС 35/6 кВ «Нова» ком. 4 – ПС «С-35»35/6 кВ ком. 8 на ПС «С-35»35/6 спрацює АВР С-61 та заживить споживачів 2сек.6кВ, що в свою чергу призведе до перенавантаження трансформатора.
- відключення ПЛ-35 кВ Л-ОЧ-31 або ПЛ-35 кВ Л-ОЧ-32 на ПС «Електрона-150», призведе до перенавантаження на ПС-5 35/6 м. Жовті Води 1Т або 2Т до 115%.

Додаток 5

Розрахункові схеми з урахуванням існуючого та прогнозованого
завантаження системи розподілу
ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"

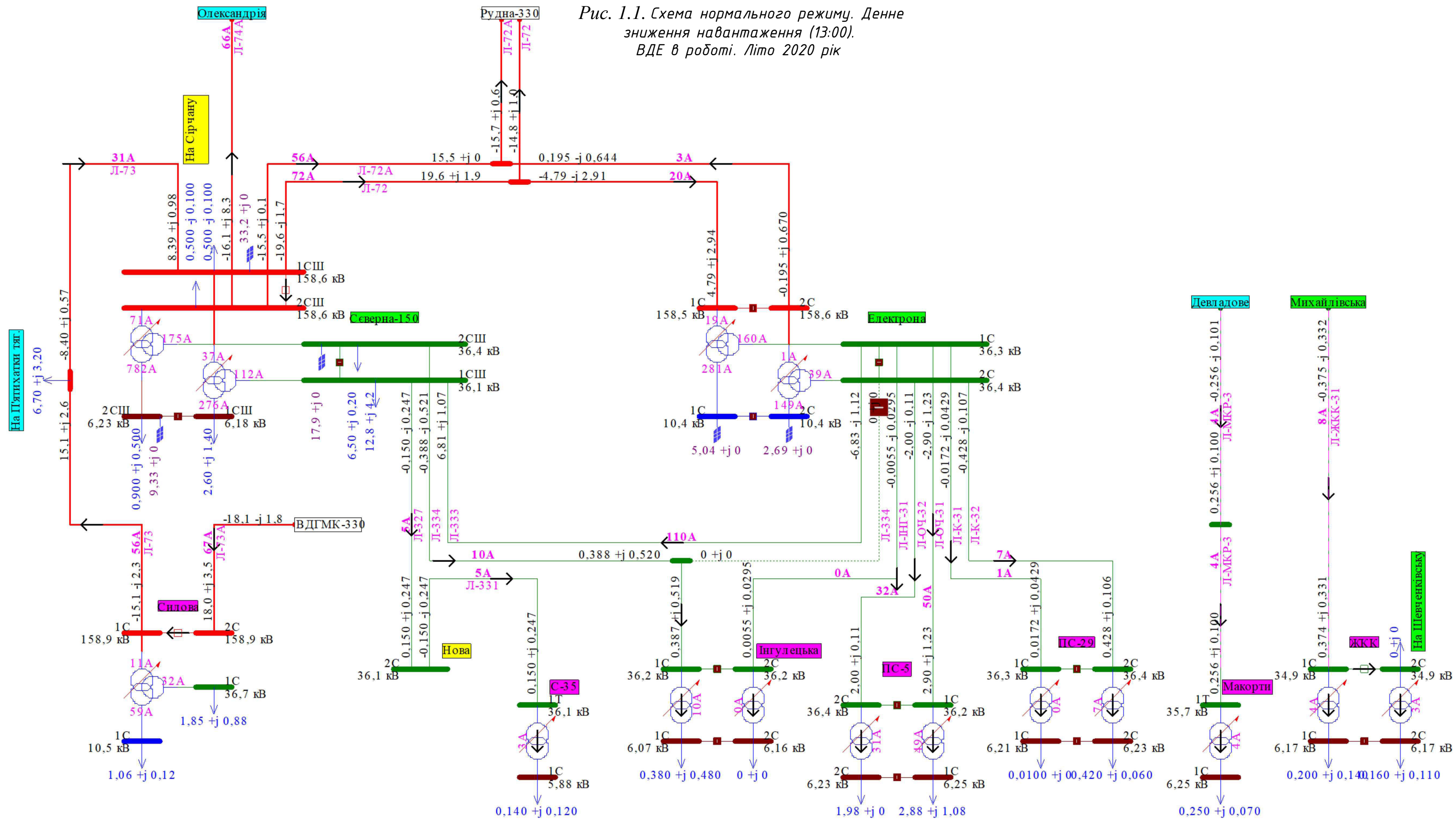
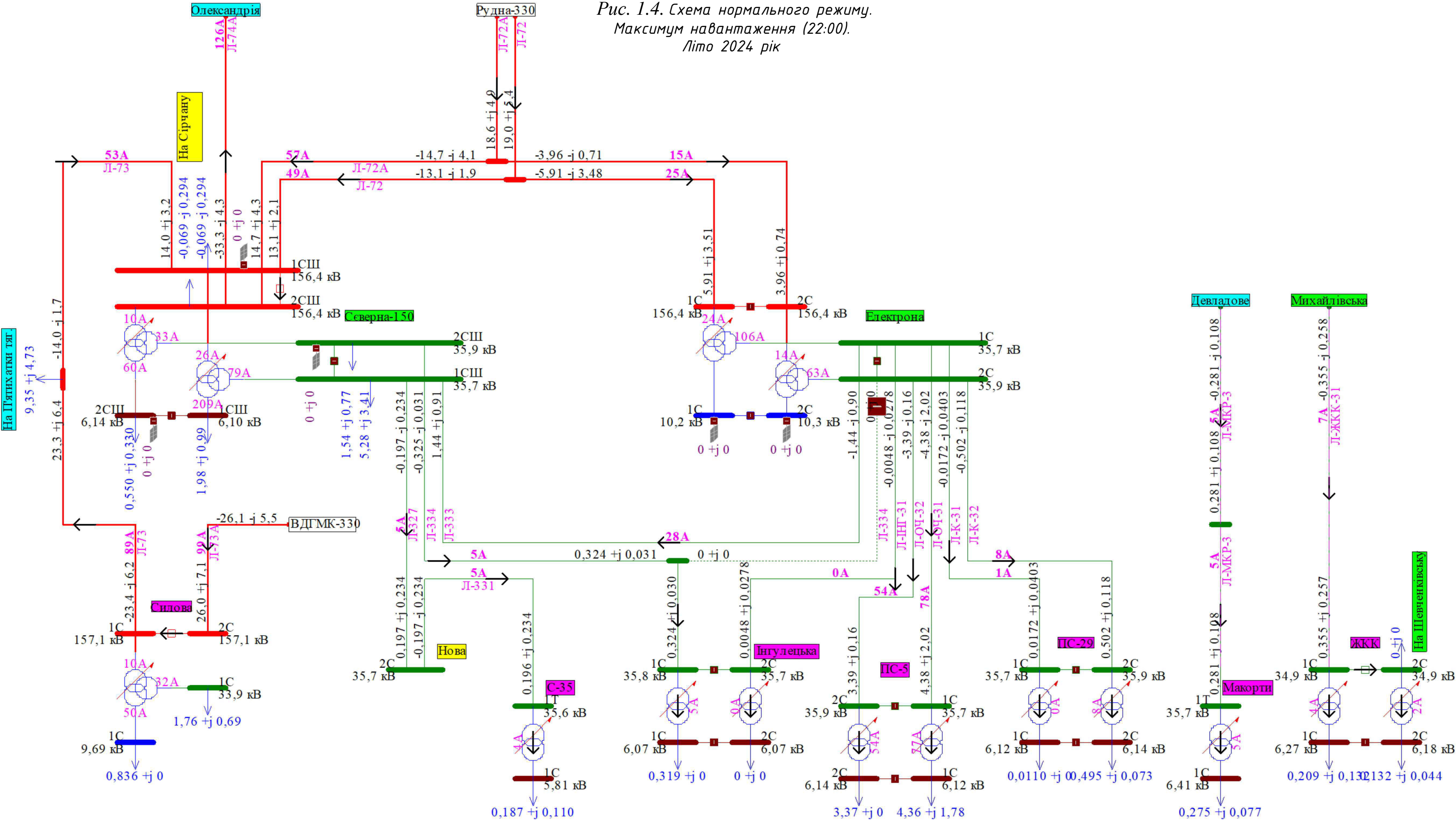
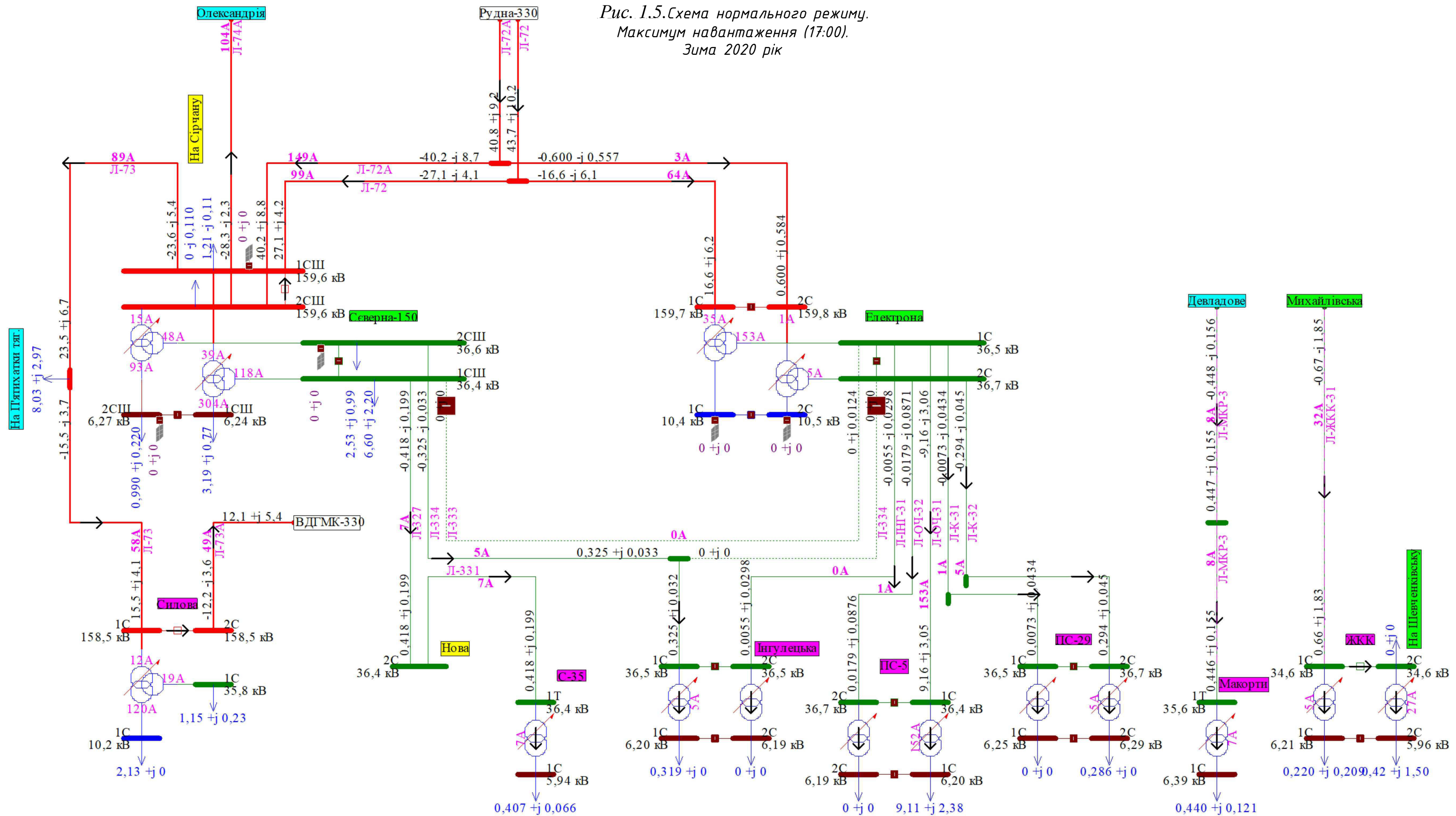
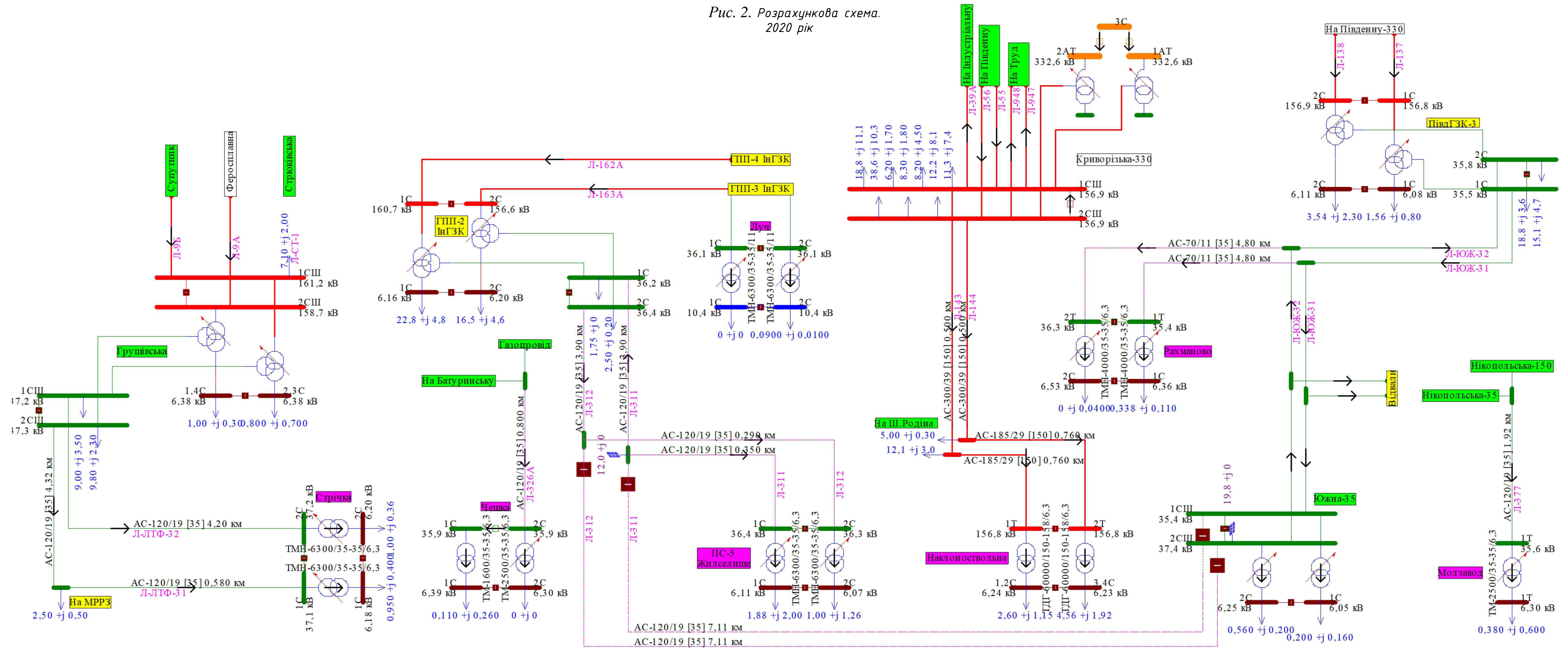


Рис. 1.4. Схема нормального режиму.
Максимум навантаження (22:00).
Літо 2024 рік

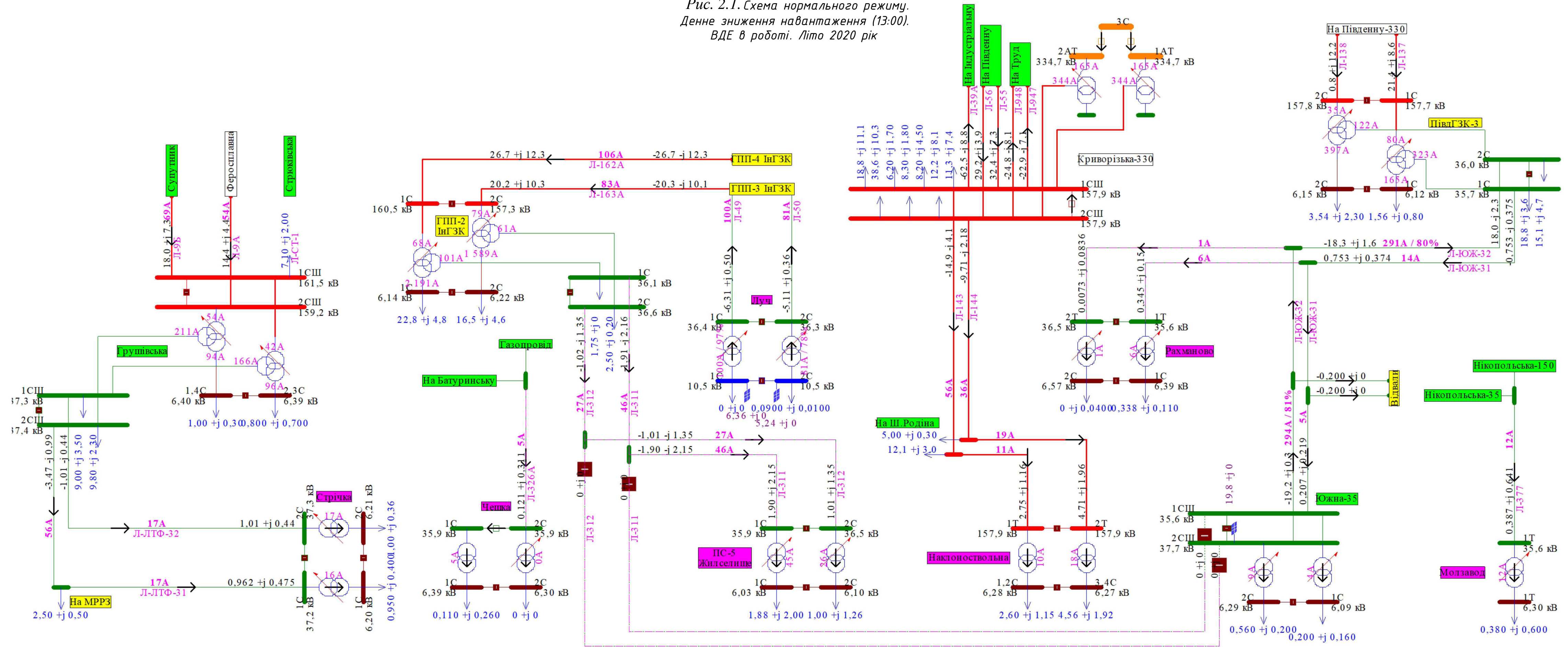




*Рис. 2. Розрахункова схема.
2020 рік*



ВДЕ в роботі. Літо 2020 рік



Літо 2024 рік

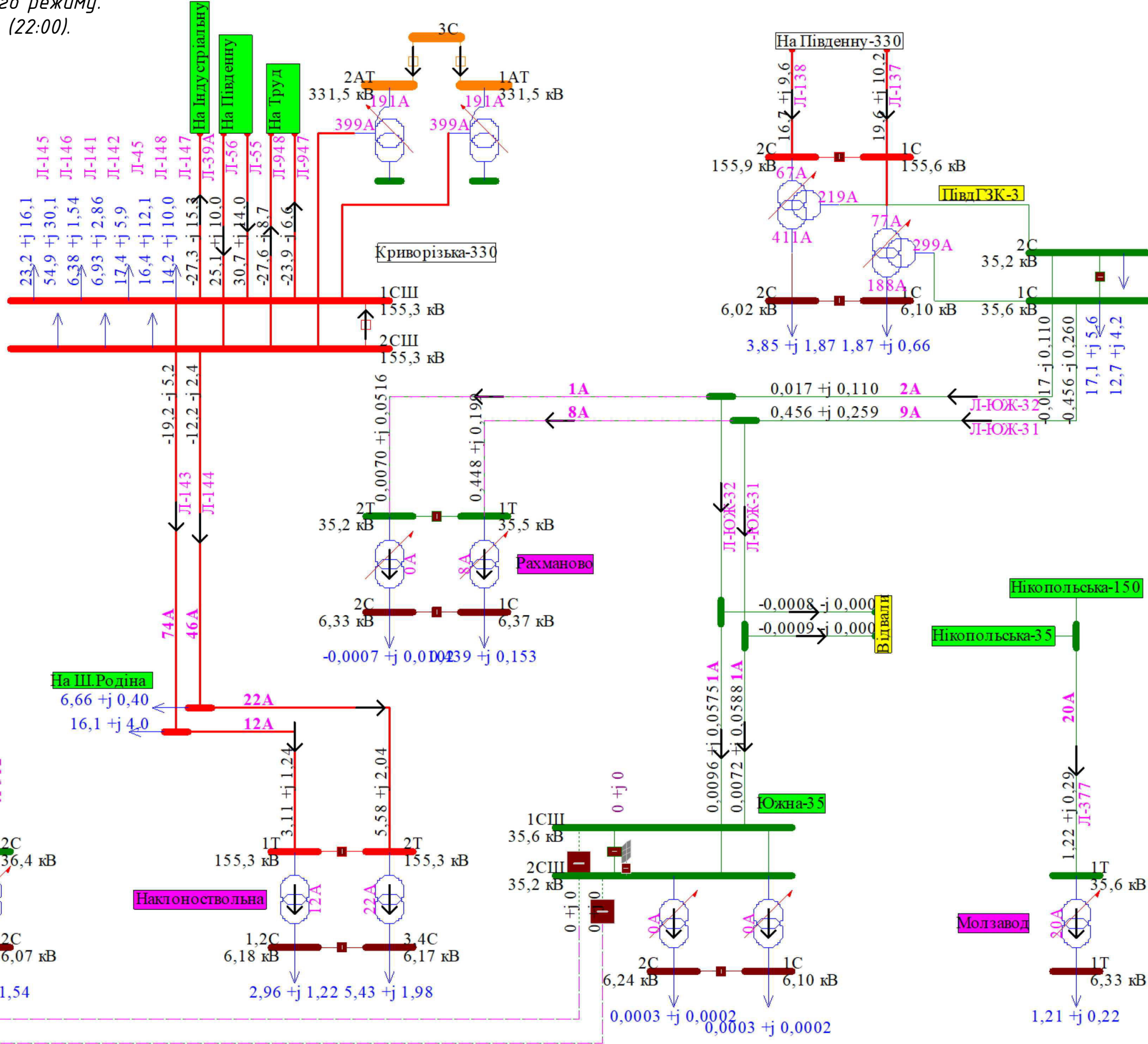
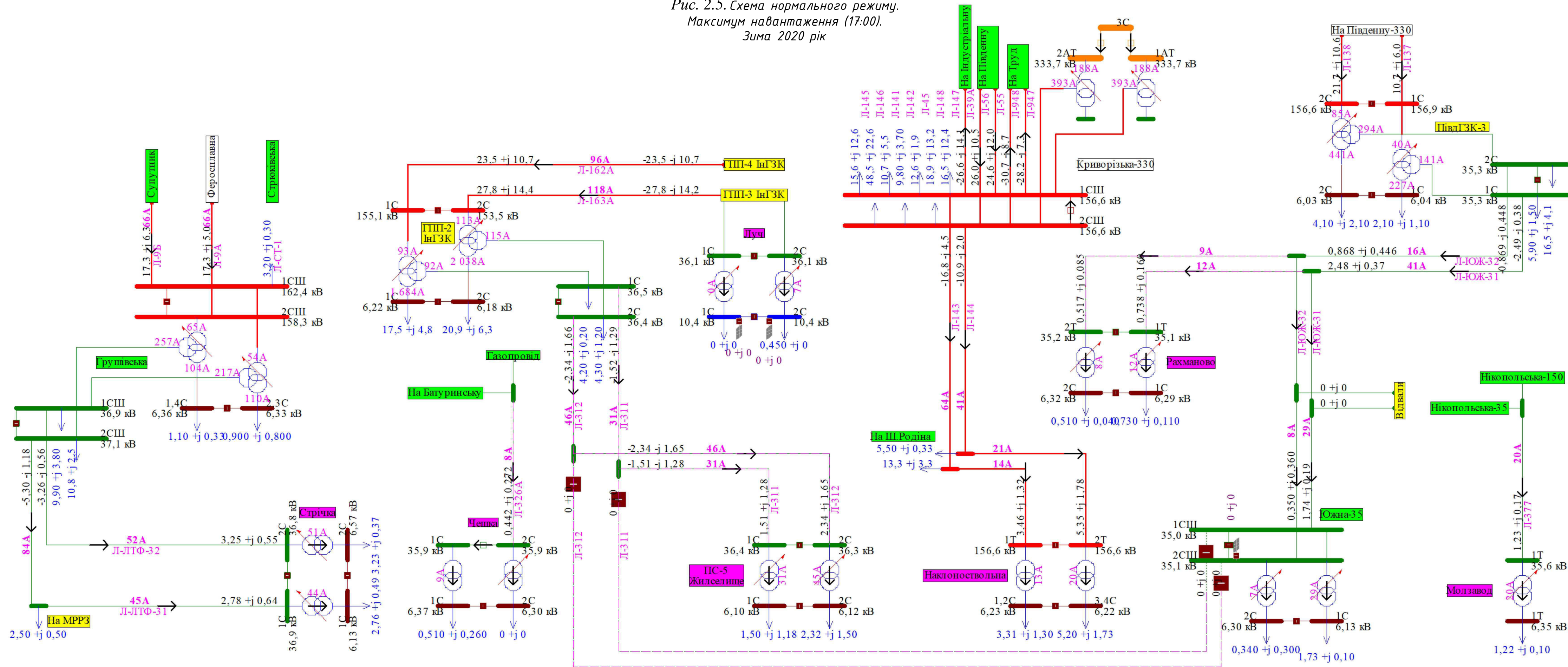
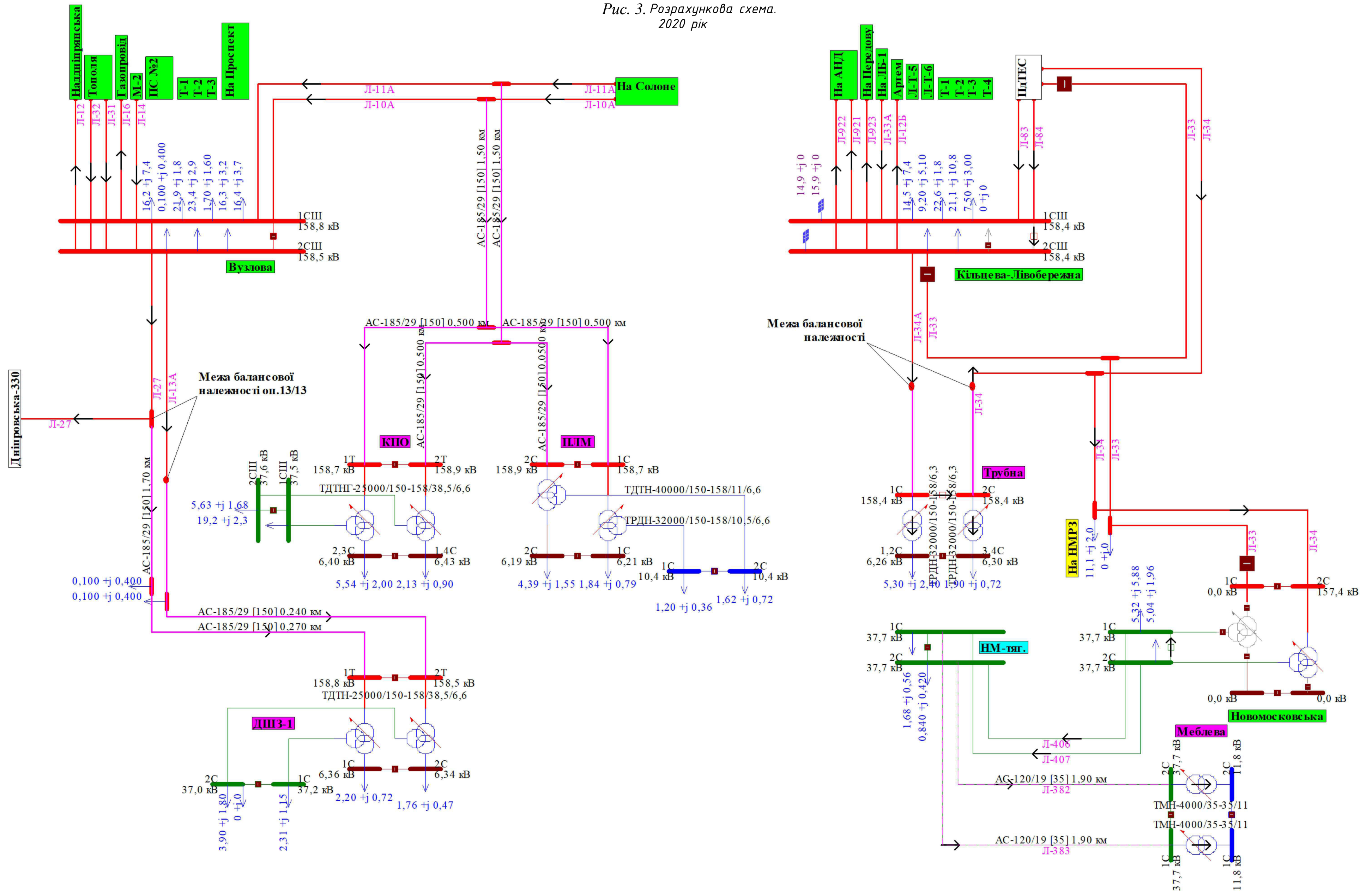


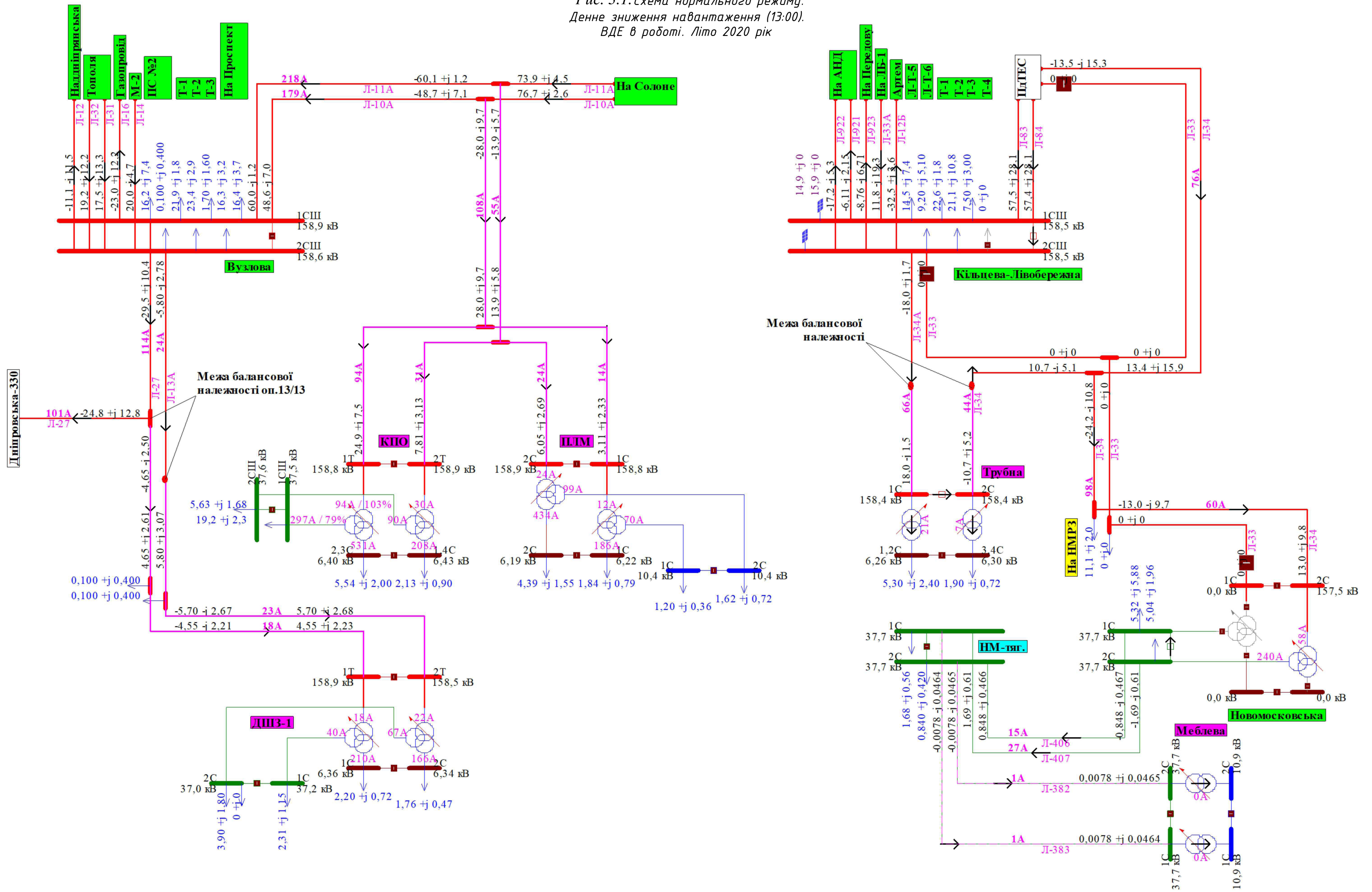
Рис. 2.5. Схема нормального режиму.
Максимум навантаження (17:00).
Зима 2020 рік



*Рис. 3. Розрахункова схема.
2020 рік*



*Рис. 3.1. Схема нормального режиму.
Денне зниження навантаження (13:00).
ВДЕ в роботі. Літо 2020 рік*



*Рис. 3.2. Схема нормального режиму.
Денне зниження навантаження.
ВДЕ в роботі. Літо 2024 рік*

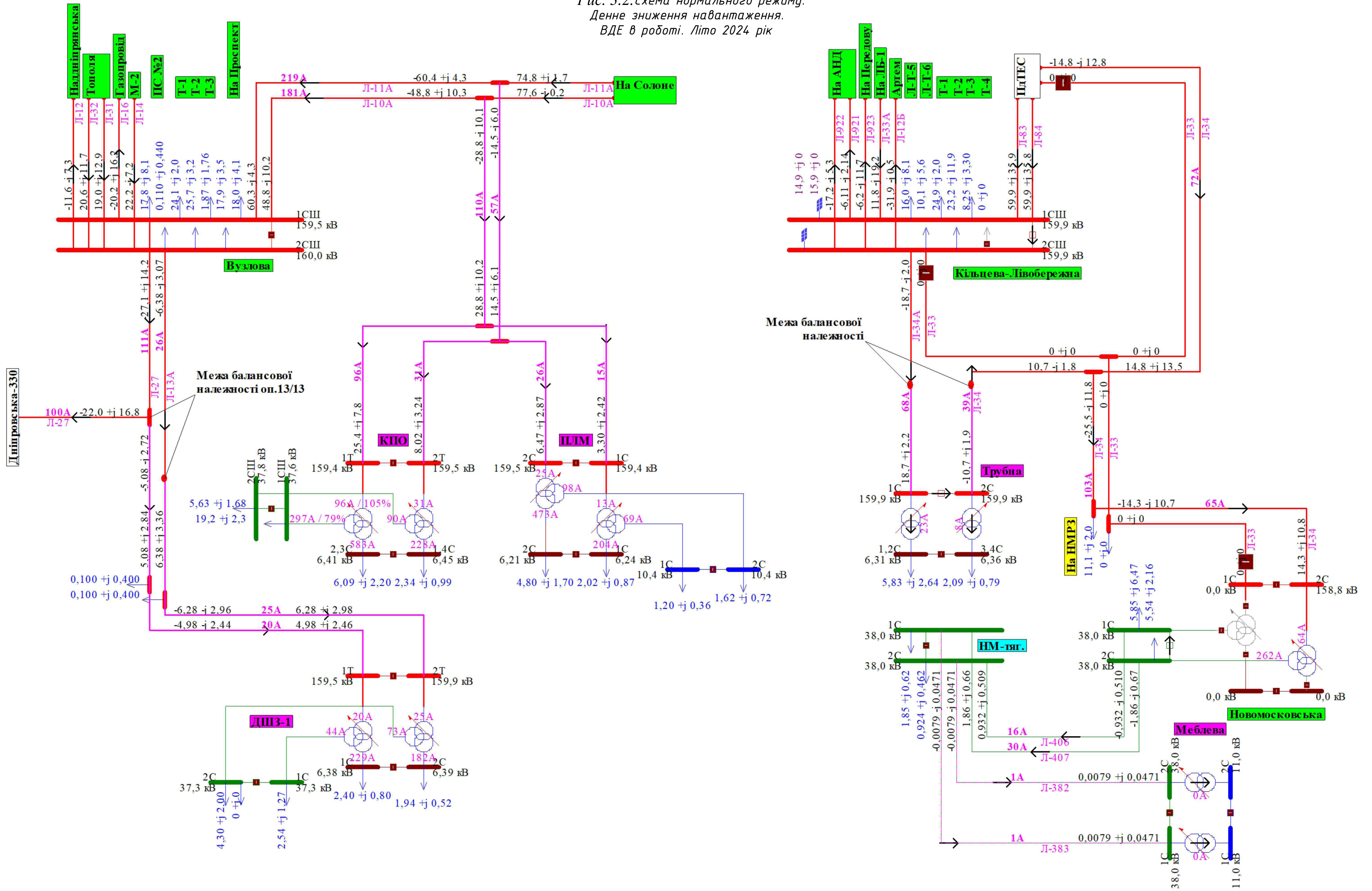


Рис. 3.3. Схема нормального режиму.
Максимум навантаження (22:00).
Літо 2020 рік

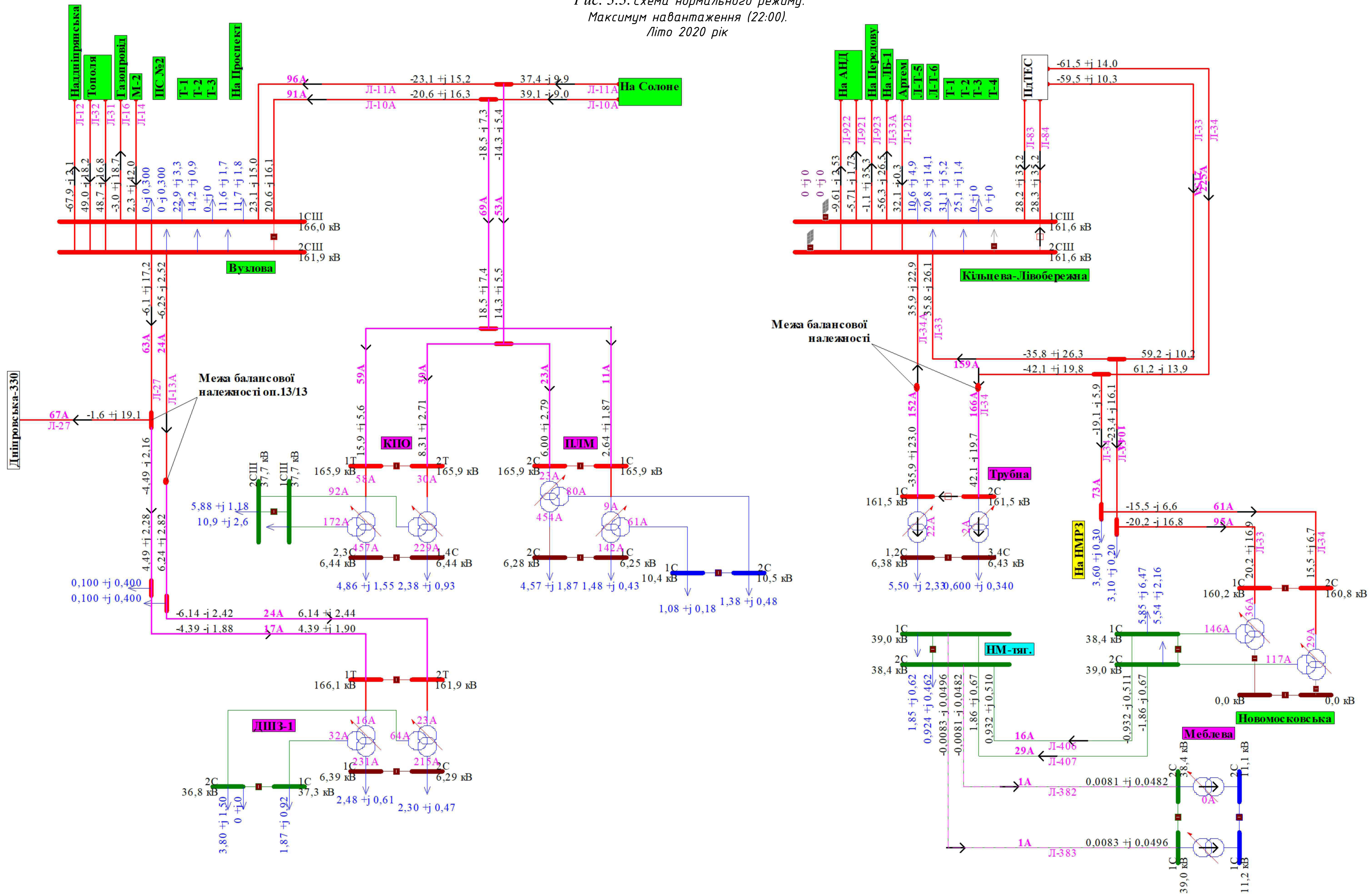


Рис. 3.4. Схема нормального режиму.
Максимум навантаження (22:00).
Літо 2024 рік

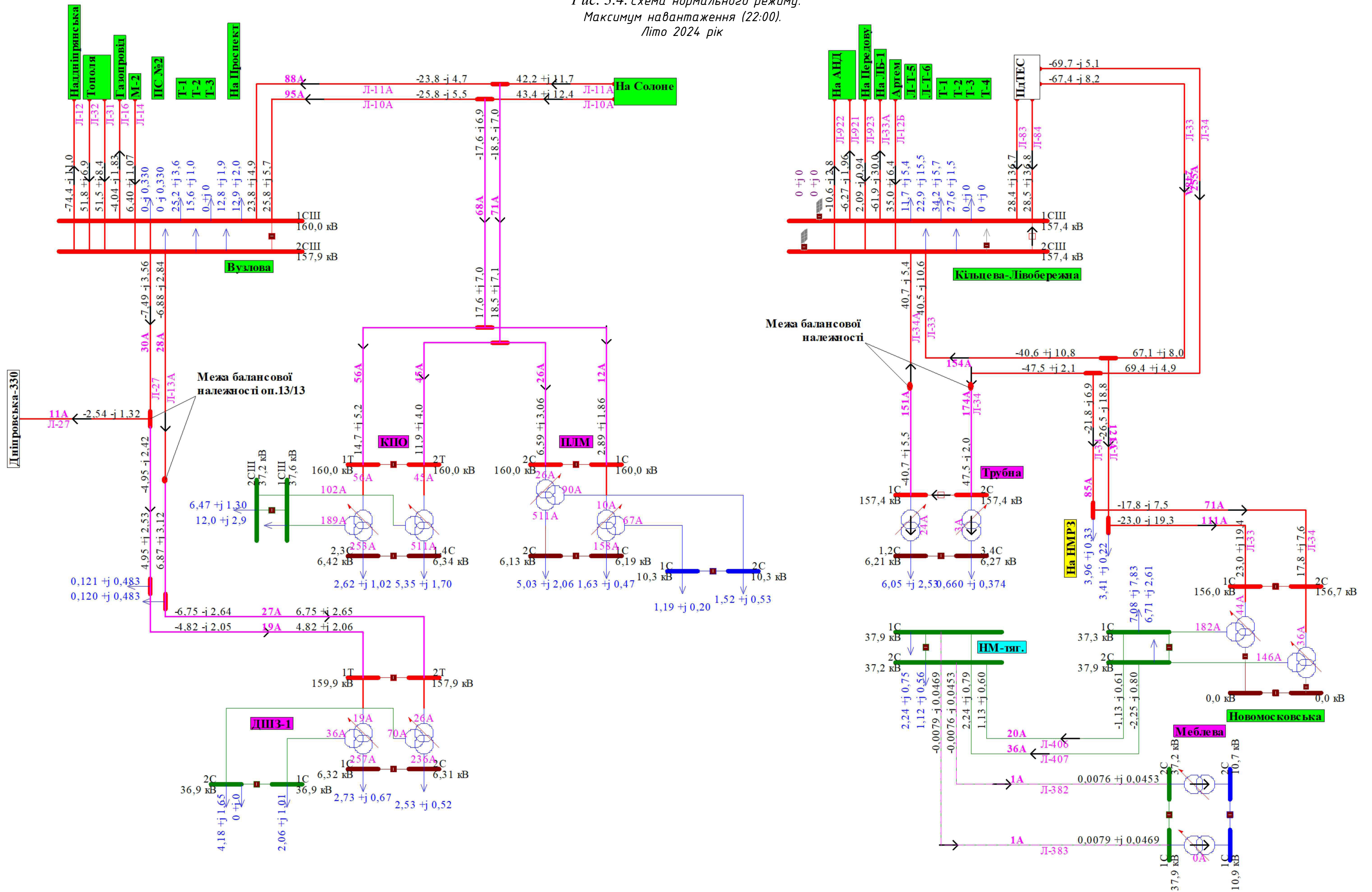


Рис. 3.5. Схема нормального режиму.
Максимум навантаження (17:00).
Зима 2020 рік

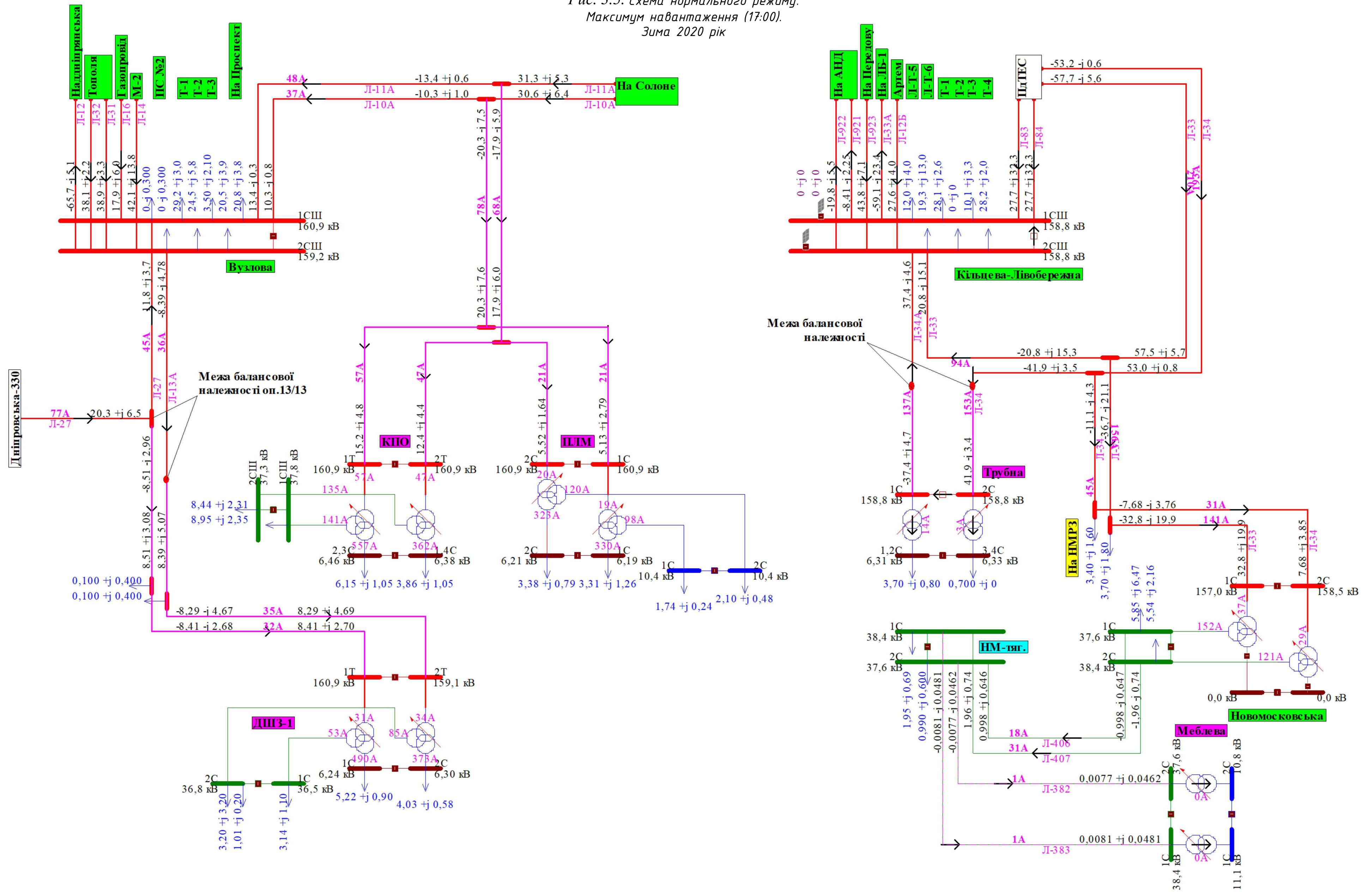


Рис. 3.6. Схема нормального режиму.
Максимум навантаження (17:00).
Зима 2024 рік

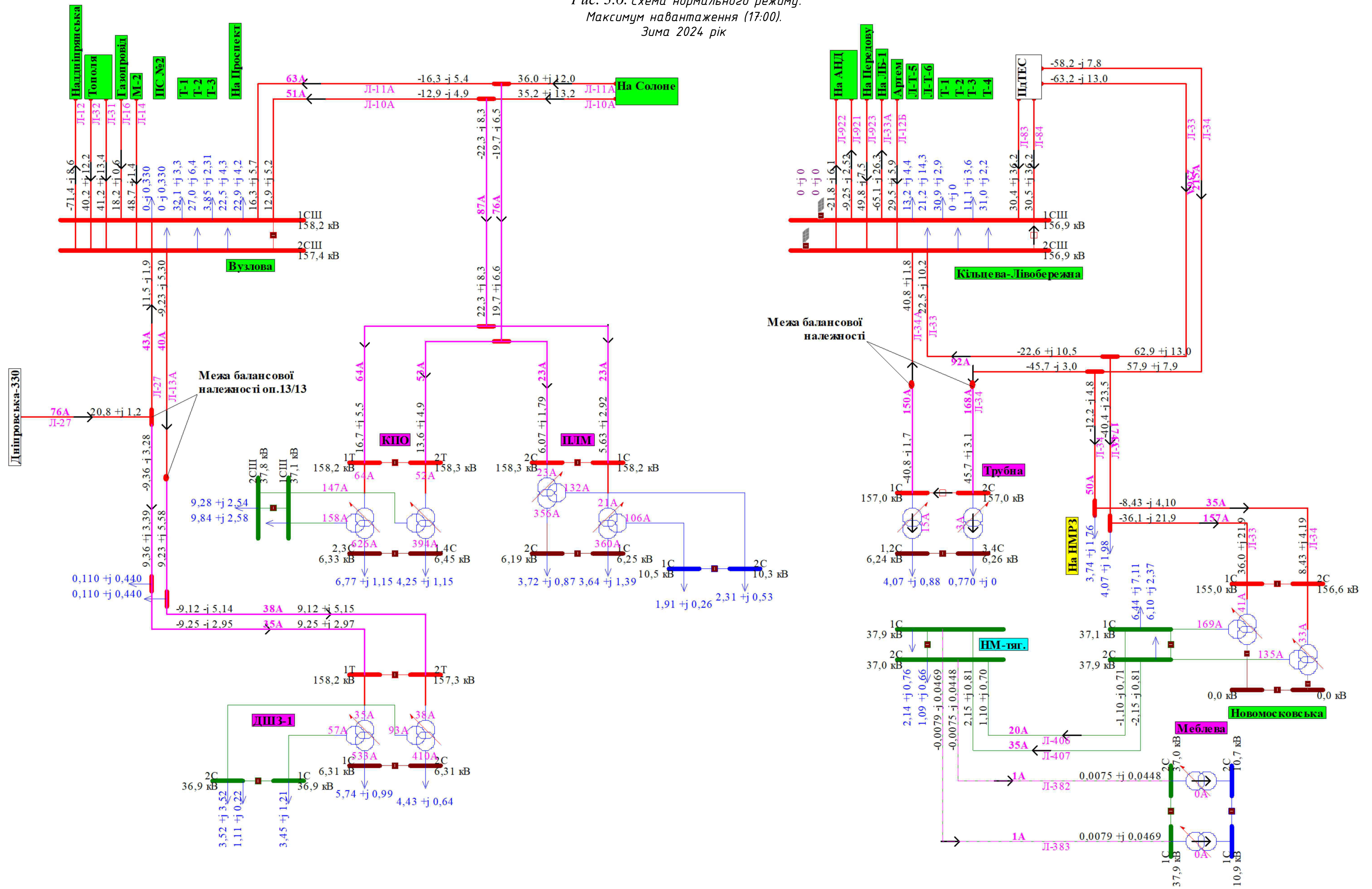


Рис. 4. Розрахункова схема.
2020 рік

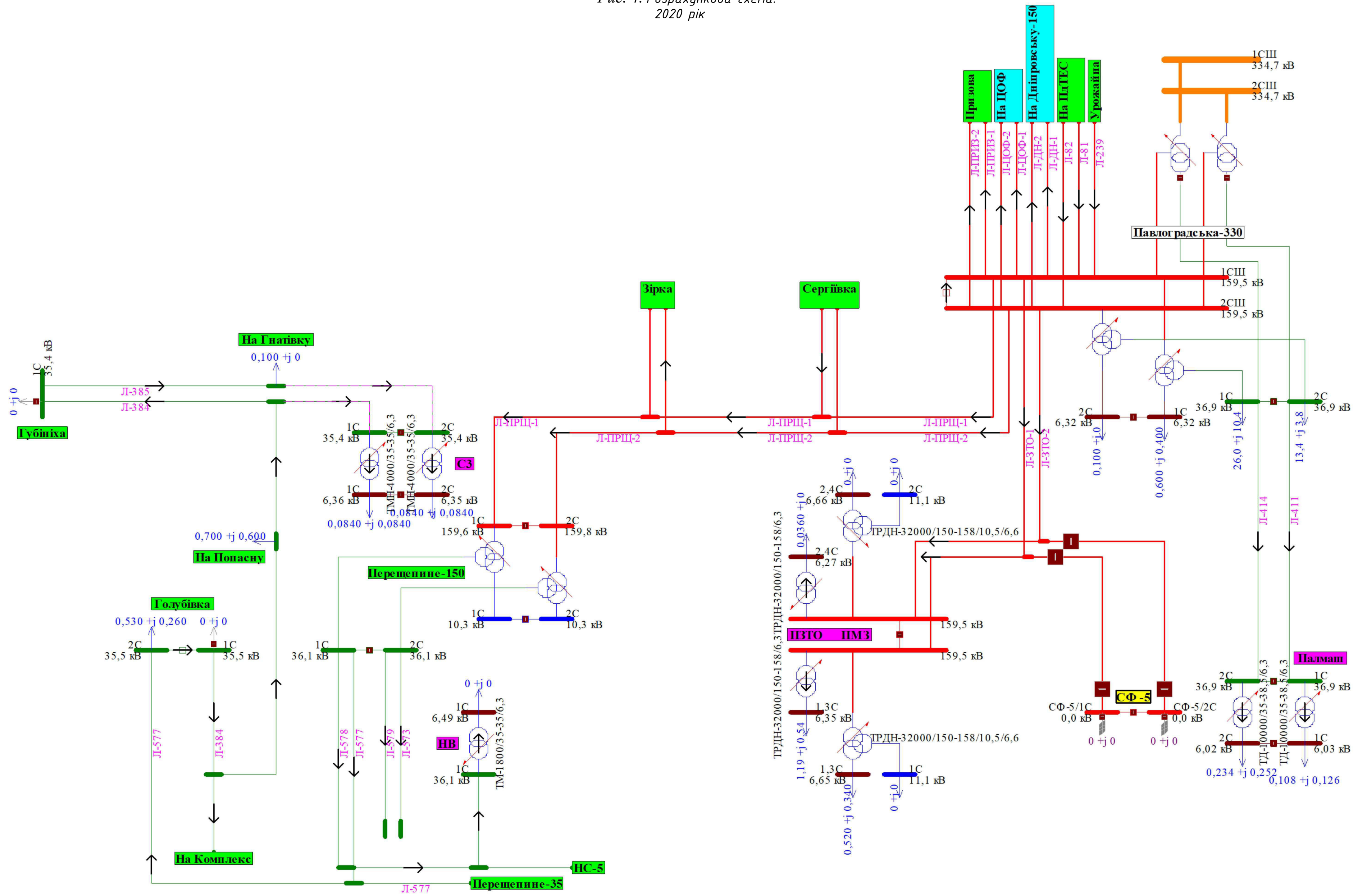


Рис. 4.1. Схема нормального режиму.
Денне зниження навантаження (13:00).
ВДЕ в роботі. Літо 2020 рік

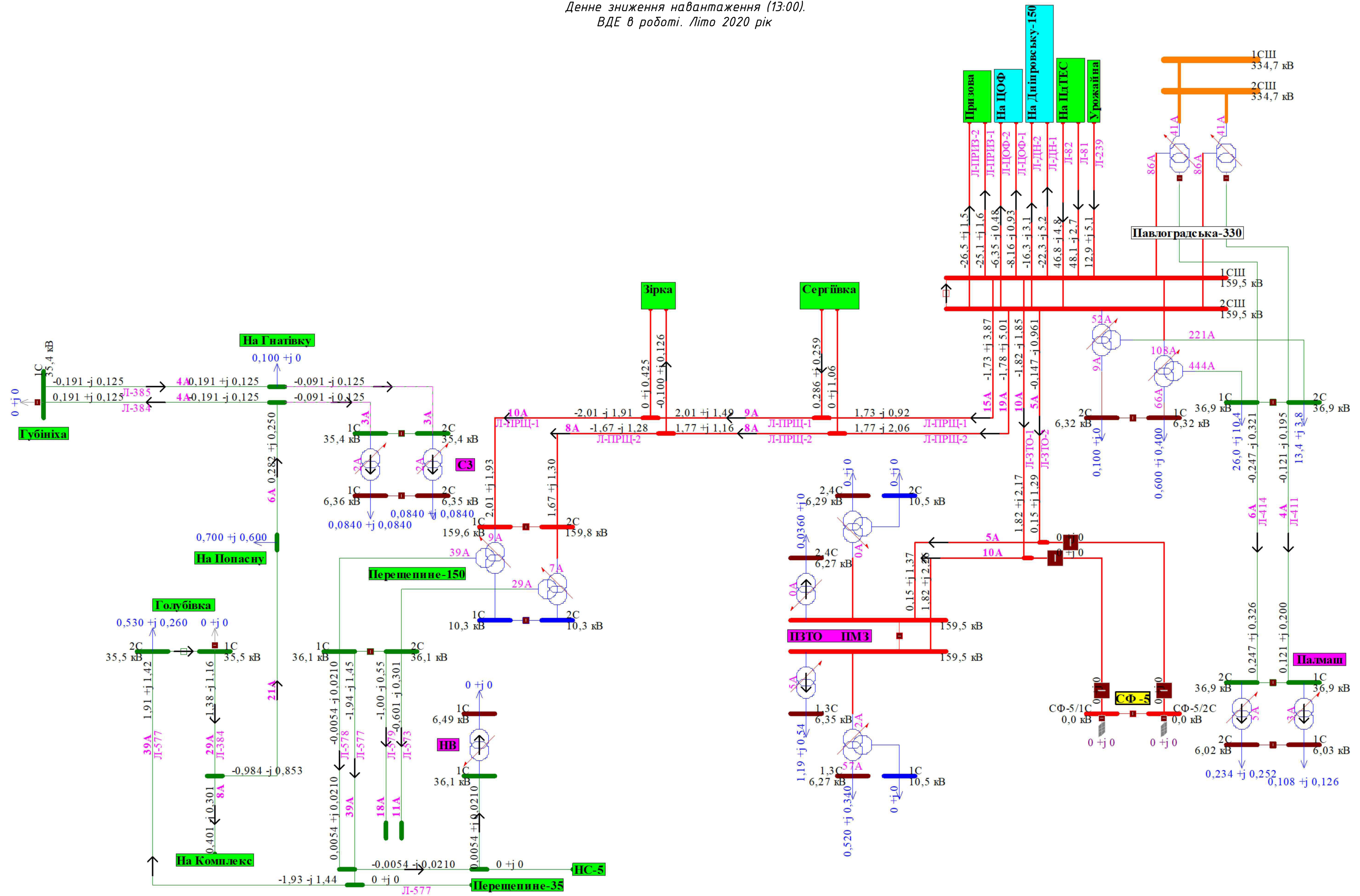
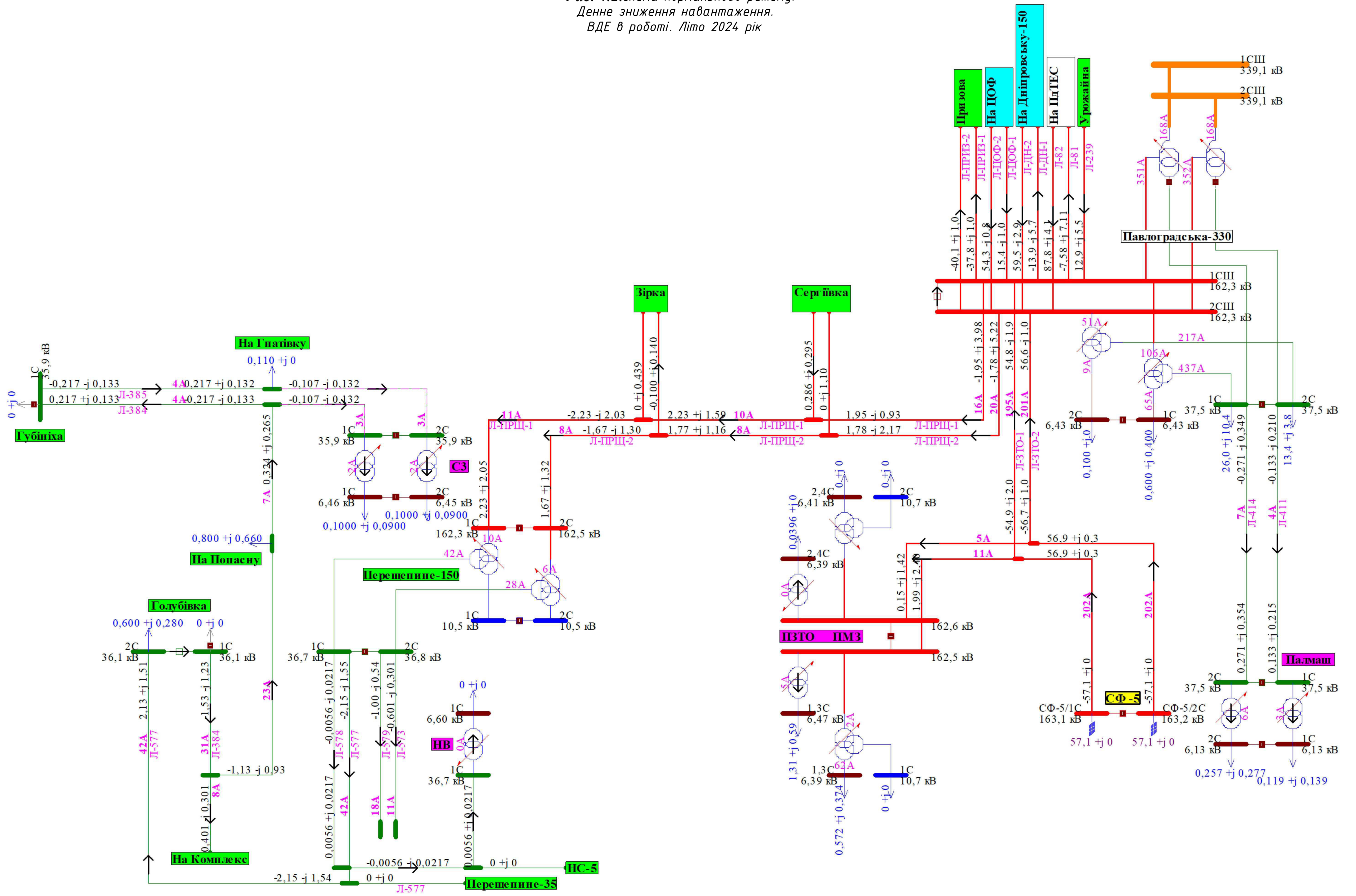
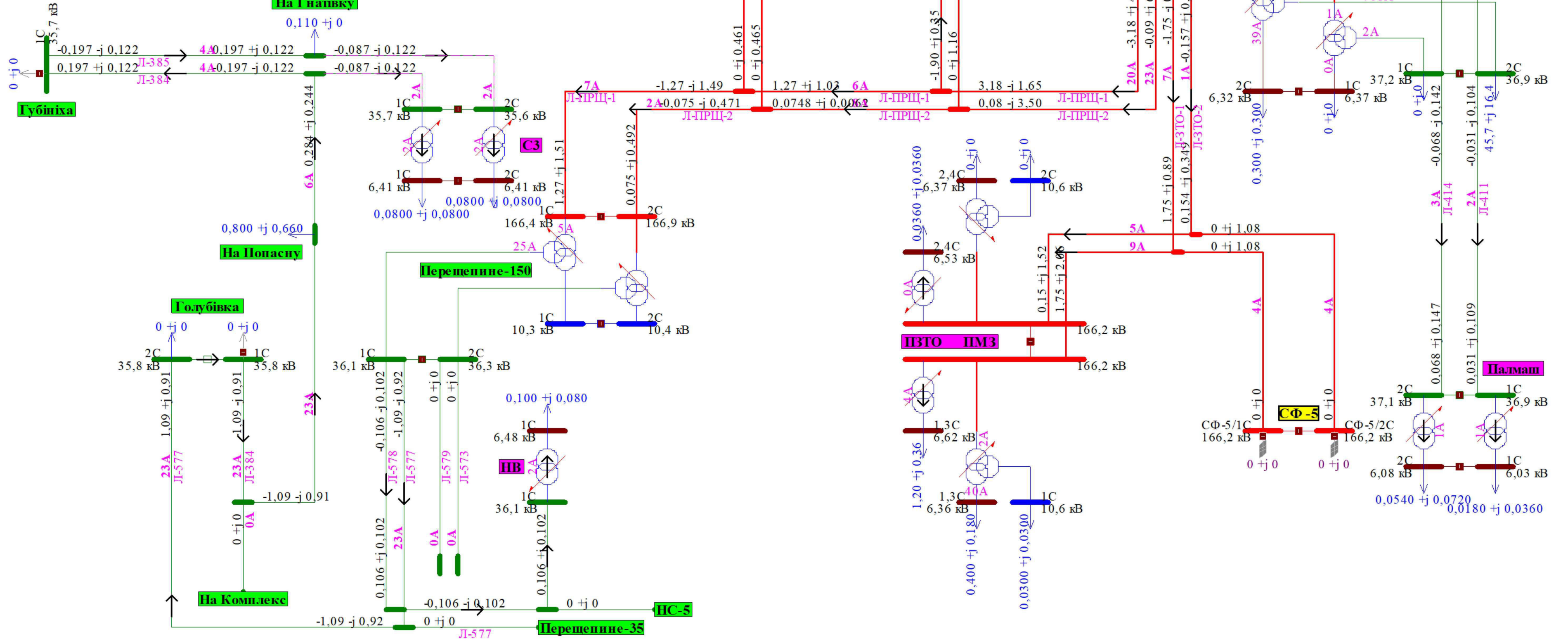


Рис. 4.2. Схема нормального режиму.
Денне зниження навантаження.
ВДЕ в роботі. Літо 2024 рік



Літо 2020 рік



Літо 2024 рік

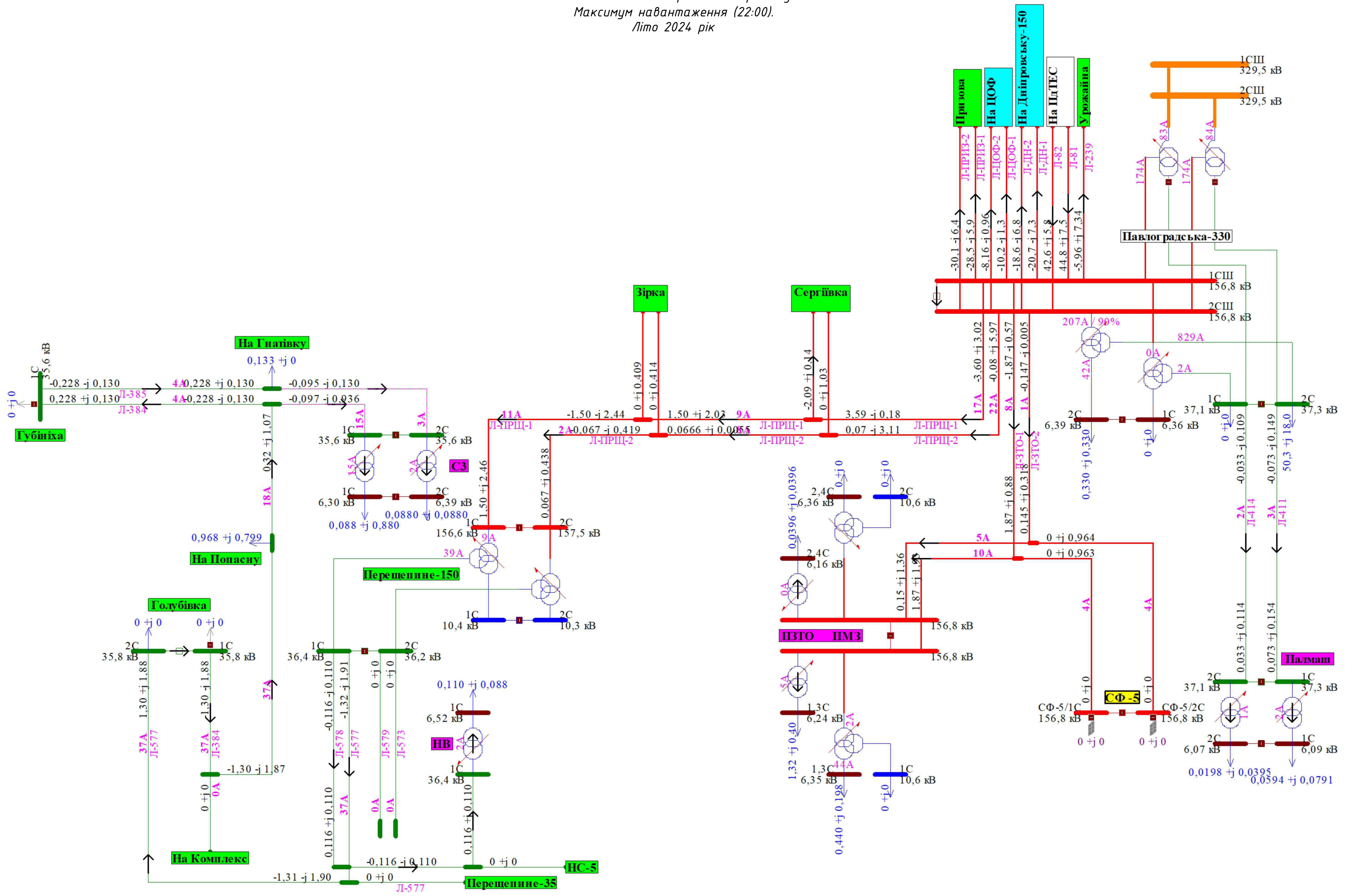
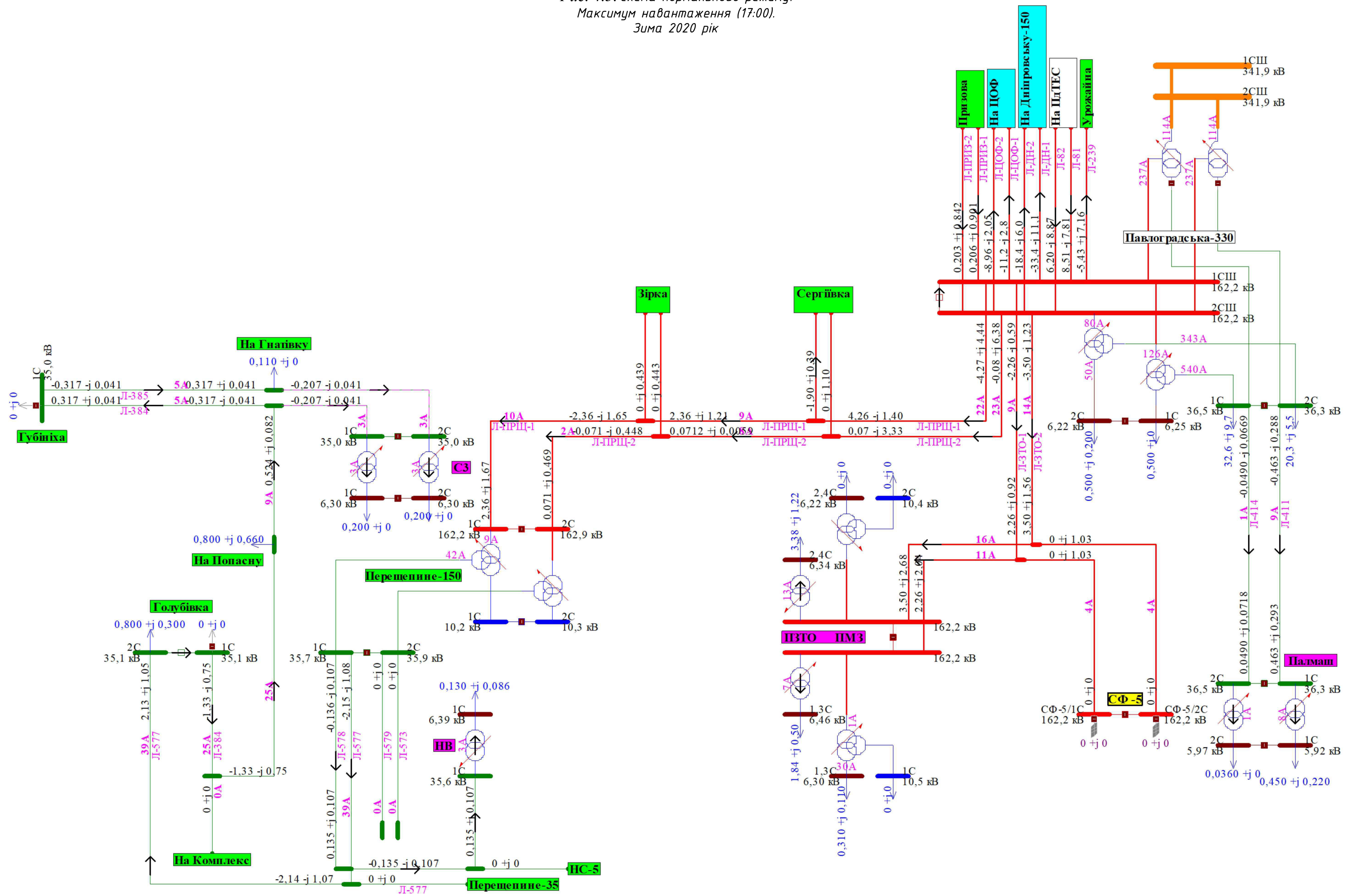


Рис. 4.5. Схема нормального режиму.
Максимум навантаження (17:00).
Зима 2020 рік



*Рис. 4.6. Схема нормального режиму.
Максимум навантаження (17:00).
Зима 2024 рік*

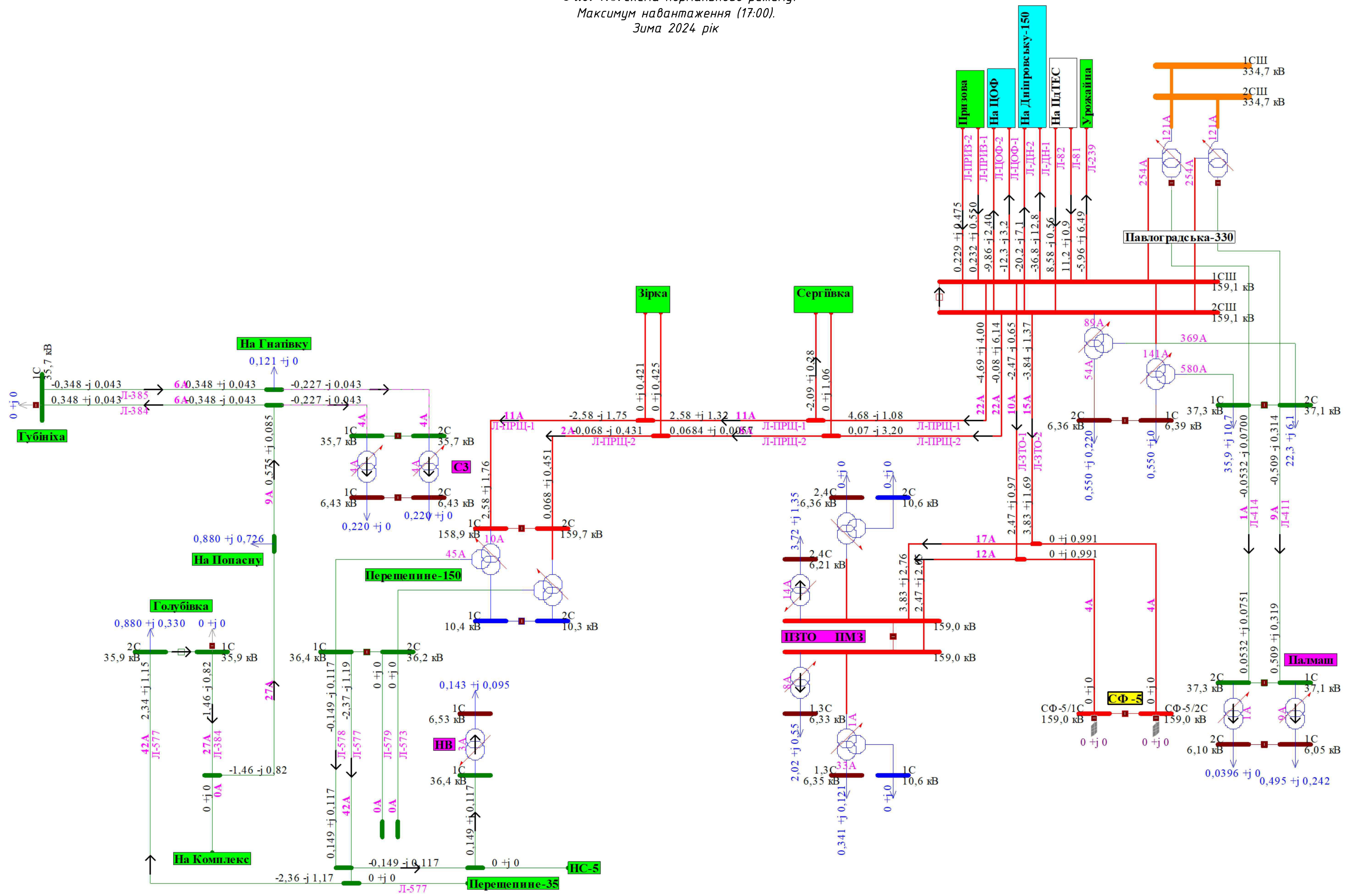
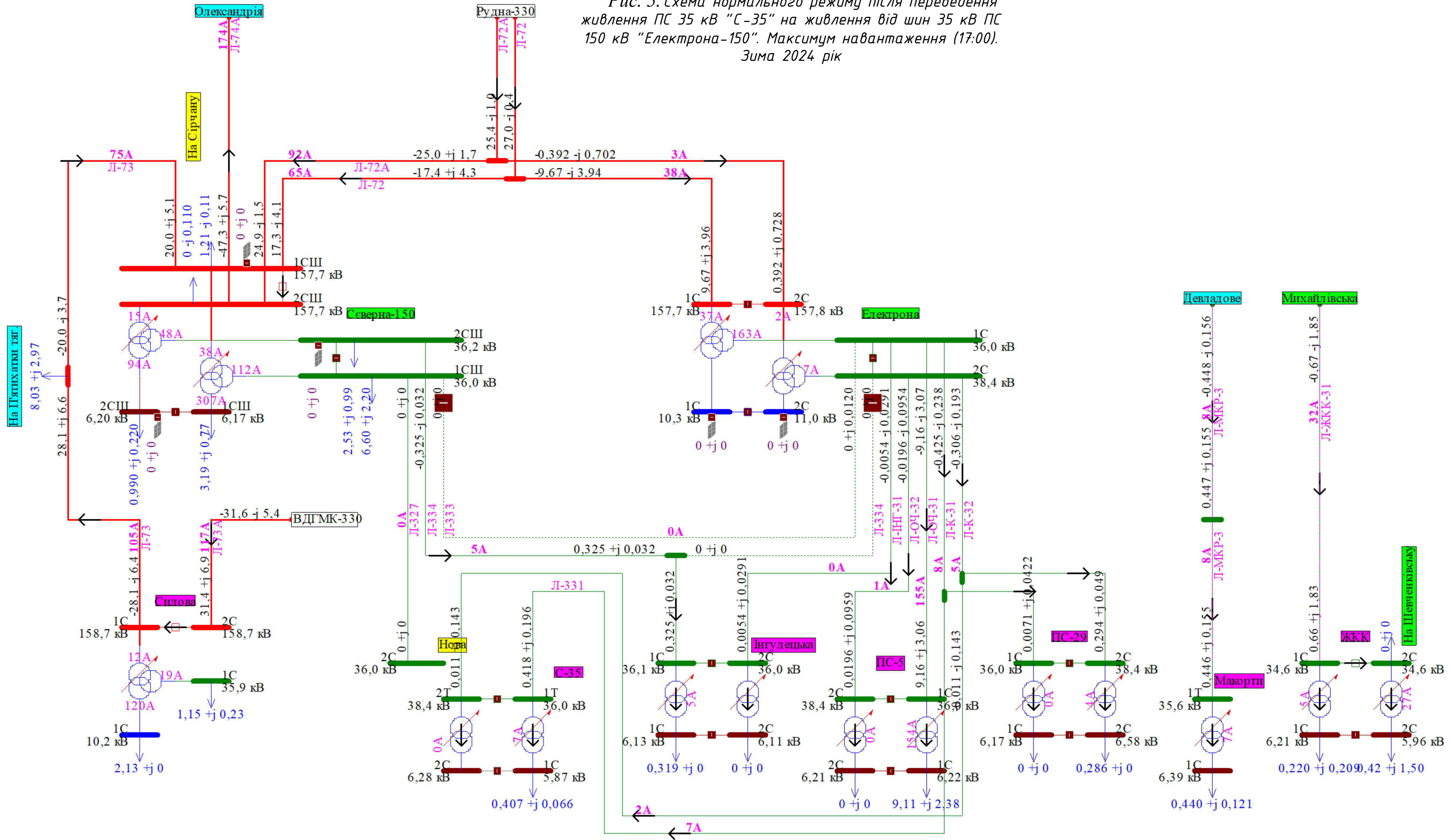
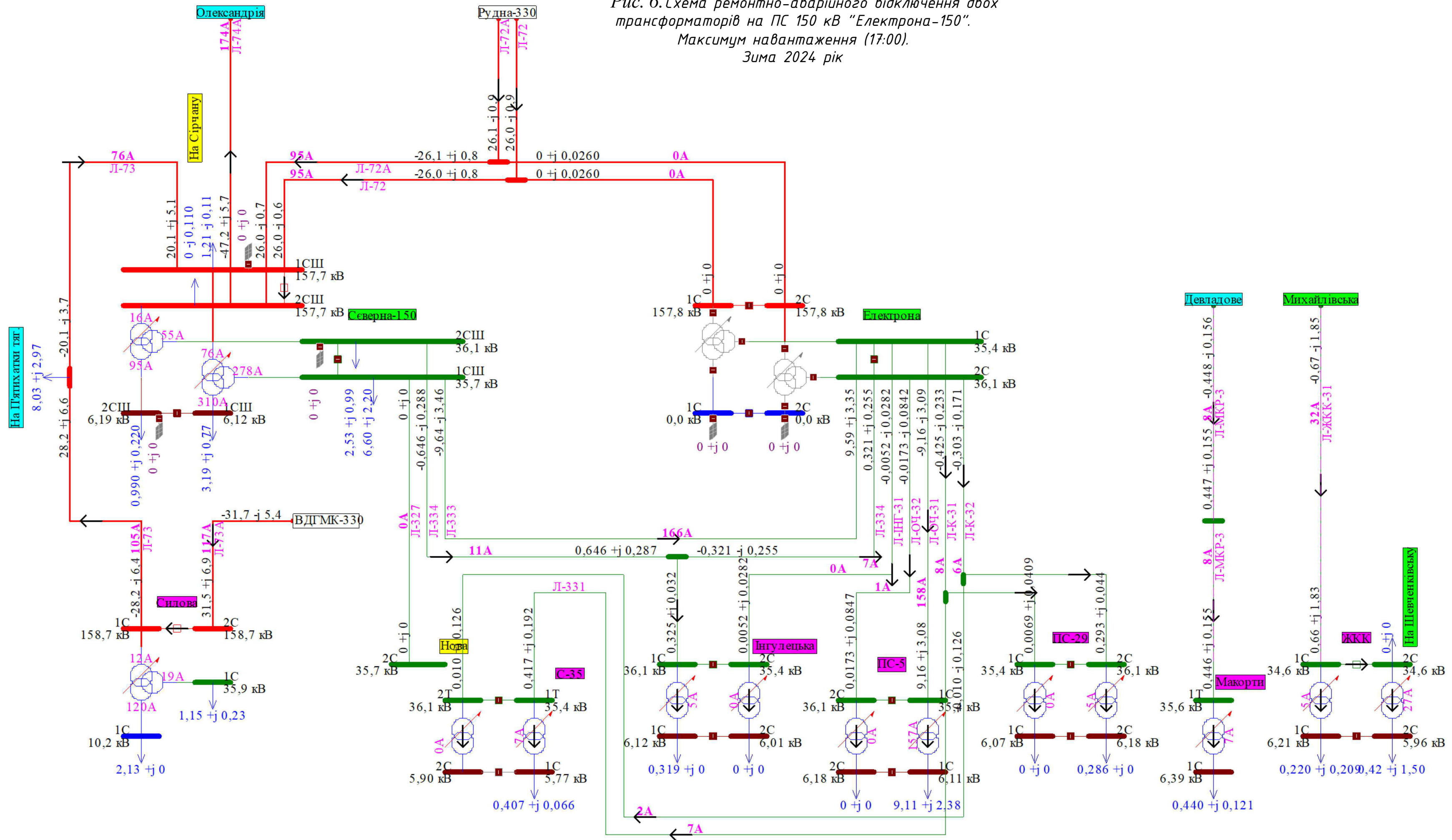


Рис. 5. Схема нормального режиму після переведення живлення ПС 35 кВ "С-35" на живлення від шин 35 кВ ПС 150 кВ "Електрона-150". Максимум навантаження (17:00). Зима 2024 рік

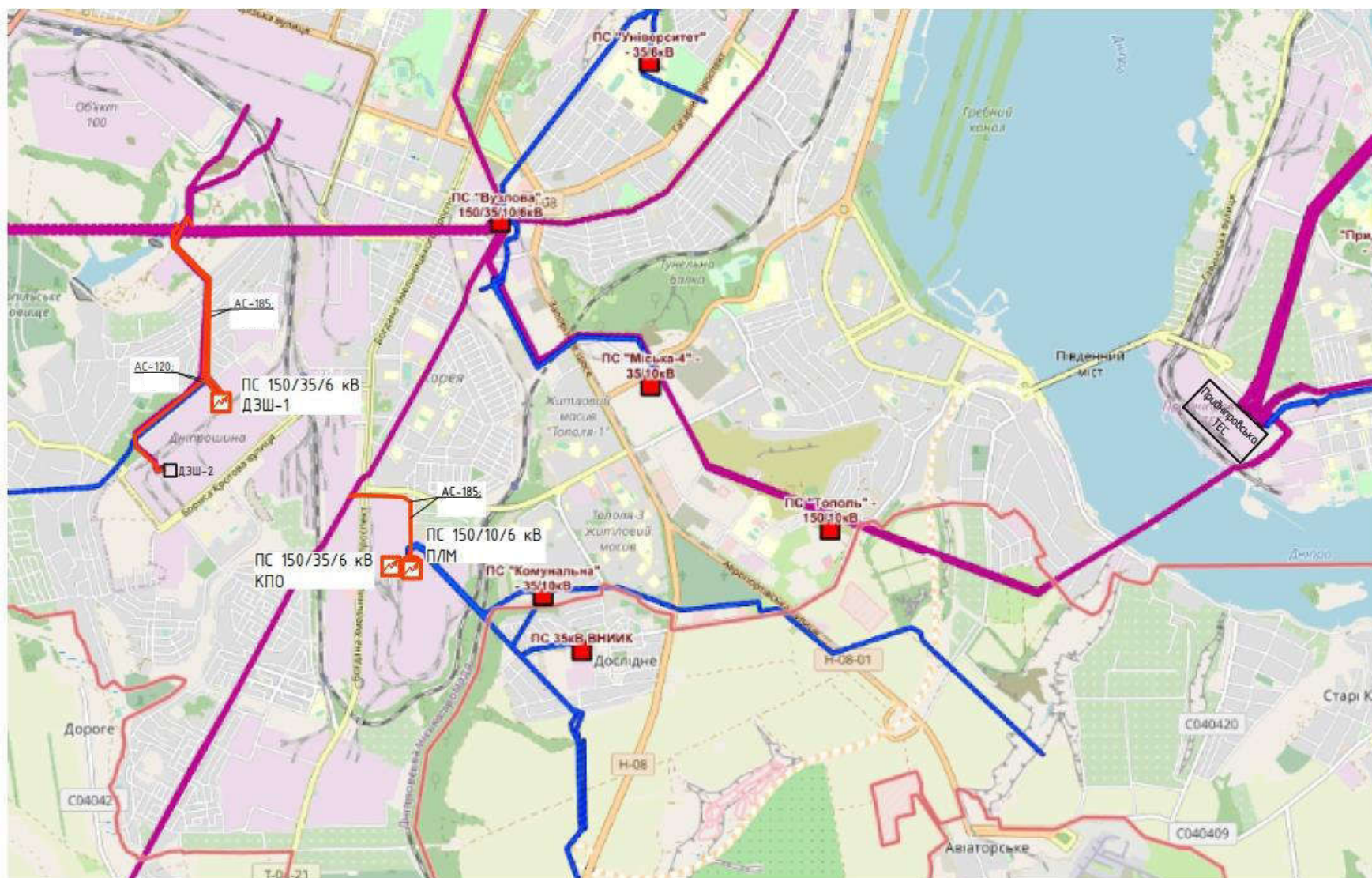


*Рис. 6. Схема ремонтно-аварійного відключення двох трансформаторів на ПС 150 кВ "Електрона-150".
Максимум навантаження (17:00).
Зима 2024 рік*



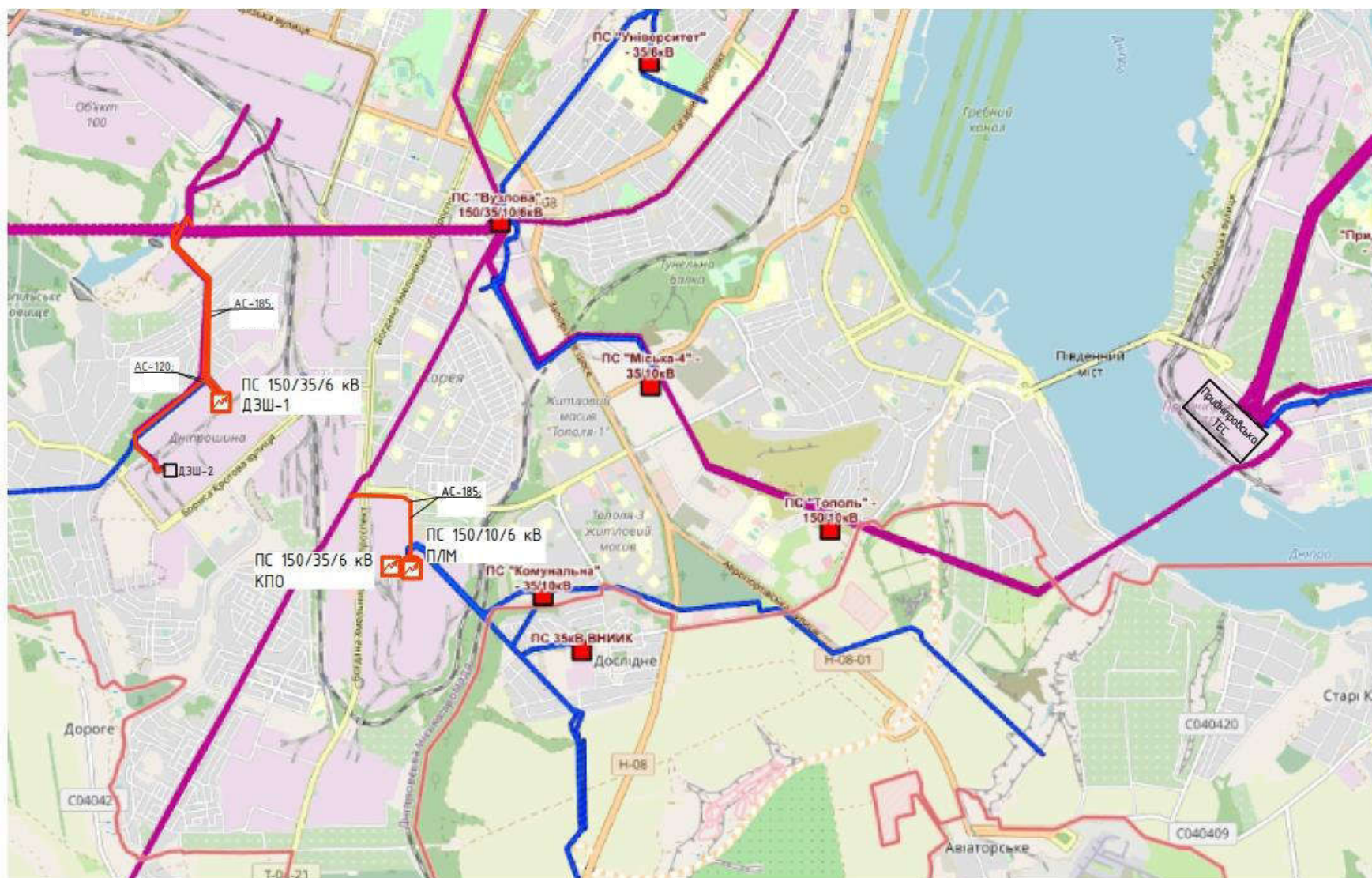
Додаток 6

Карти-схеми електричних мереж 20-150 кВ ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"



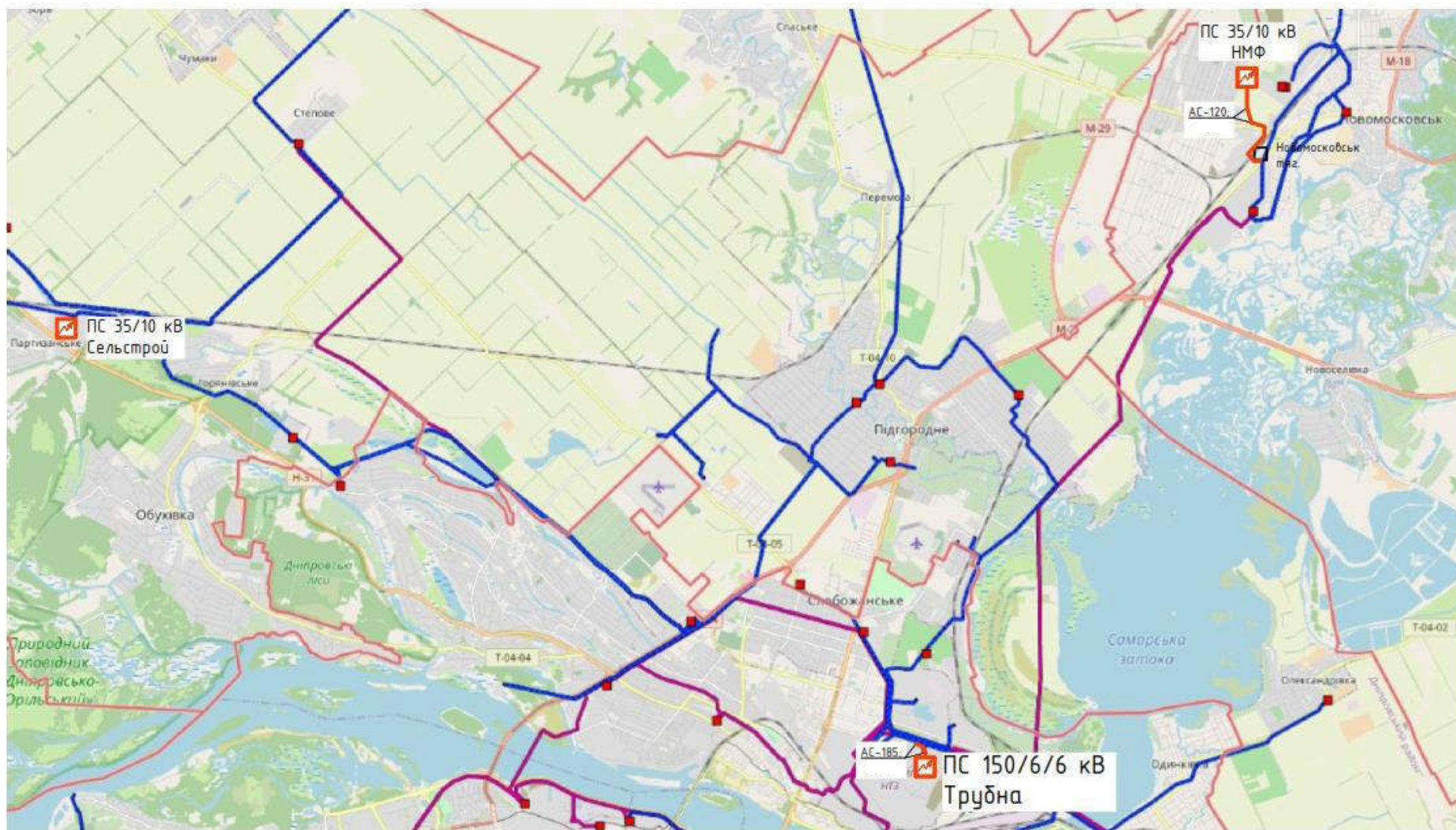
■ – на балансі ПрАТ "ПЕЕМ ЦЕК"

Рис.1.Карта-схема електричних мереж 35-150 кВ в районі ПС 150-35/6 кВ "КПО", ПС 150/10/6 "ПЛМ", ПС 150/35/6 "ДЗШ-1" 2021 рік



■ - на балансі ПрАТ "ПЕЕМ ЦЕК"

Рис.2.Карта-схема електричних мереж 35-150 кВ в районі ПС 150-35/6 кВ "КПО", ПС 150/10/6 "ПЛМ", ПС 150/35/6 "ДЗШ-1".2026 рік



■ - на балансі ПрАТ "ПЕЕМ ЦЕК"

Рис. 3. Карта-схема електричних мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 150/6/6 кВ "Трубна" та ПС-35/10 кВ "НМФ", ПС 35/10 "Сельстрой" 2021 рік

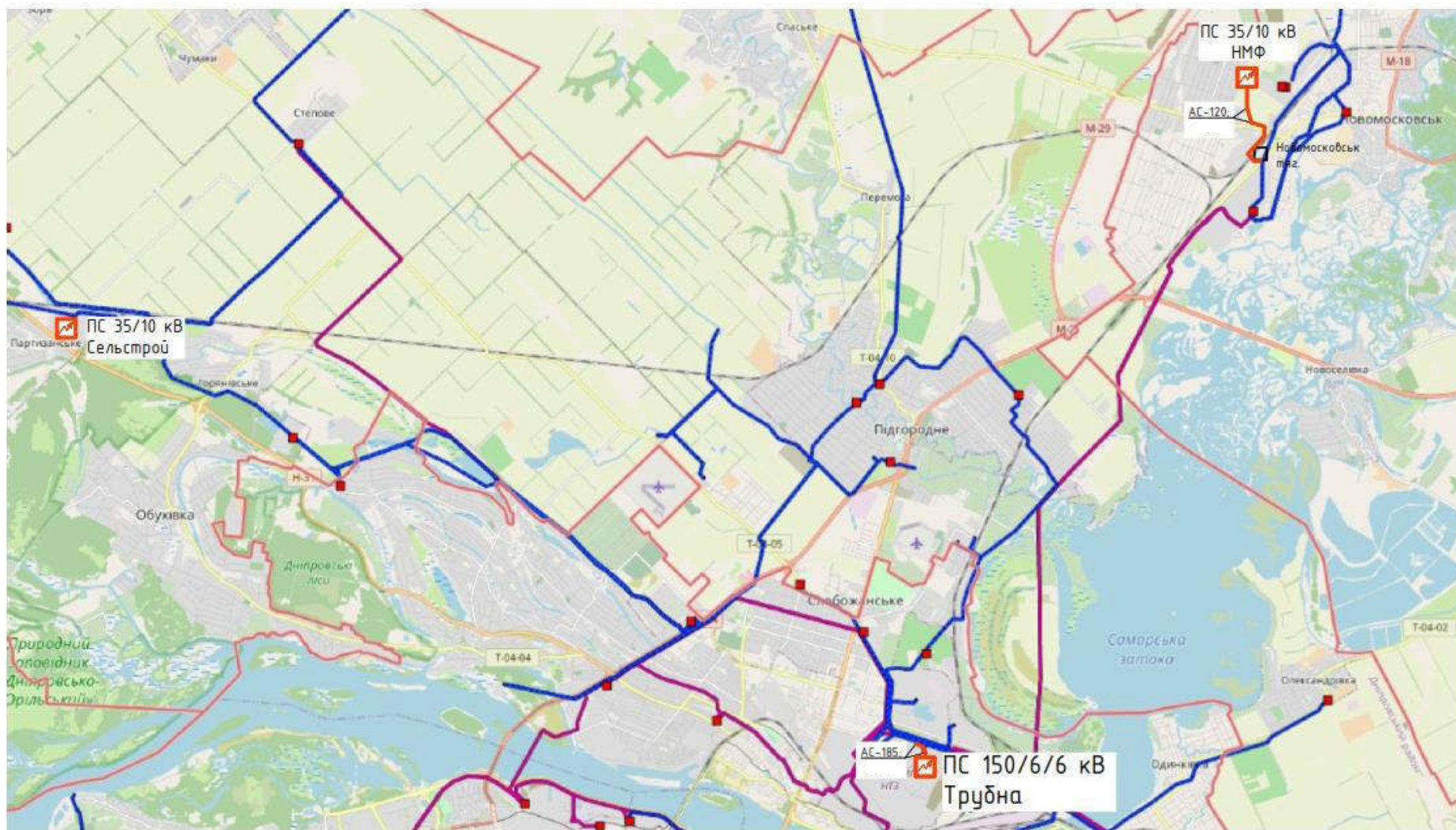


Рис. 4. Карта-схема електричних мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 150/6/6 кВ "Трубіна" та ПС-35/10 кВ "НМФ", ПС 35/10 "Сельстрой" 2026 рік



Рис. 5. Карта-схема електричних мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 35/10 "СА3" 2021 рік



Рис. 6. Карта-схема електричних мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 35/10 "СА3" 2026 рік

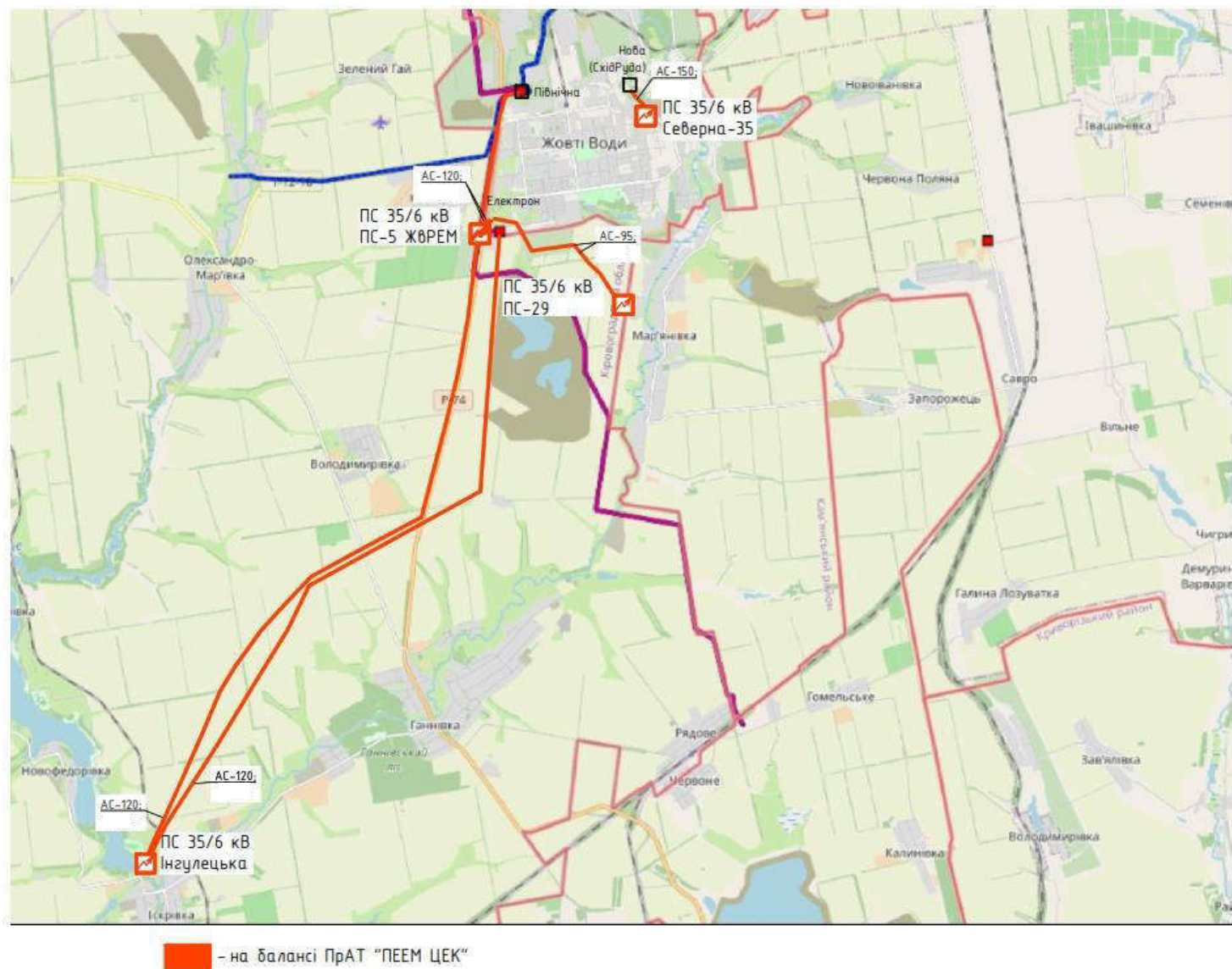
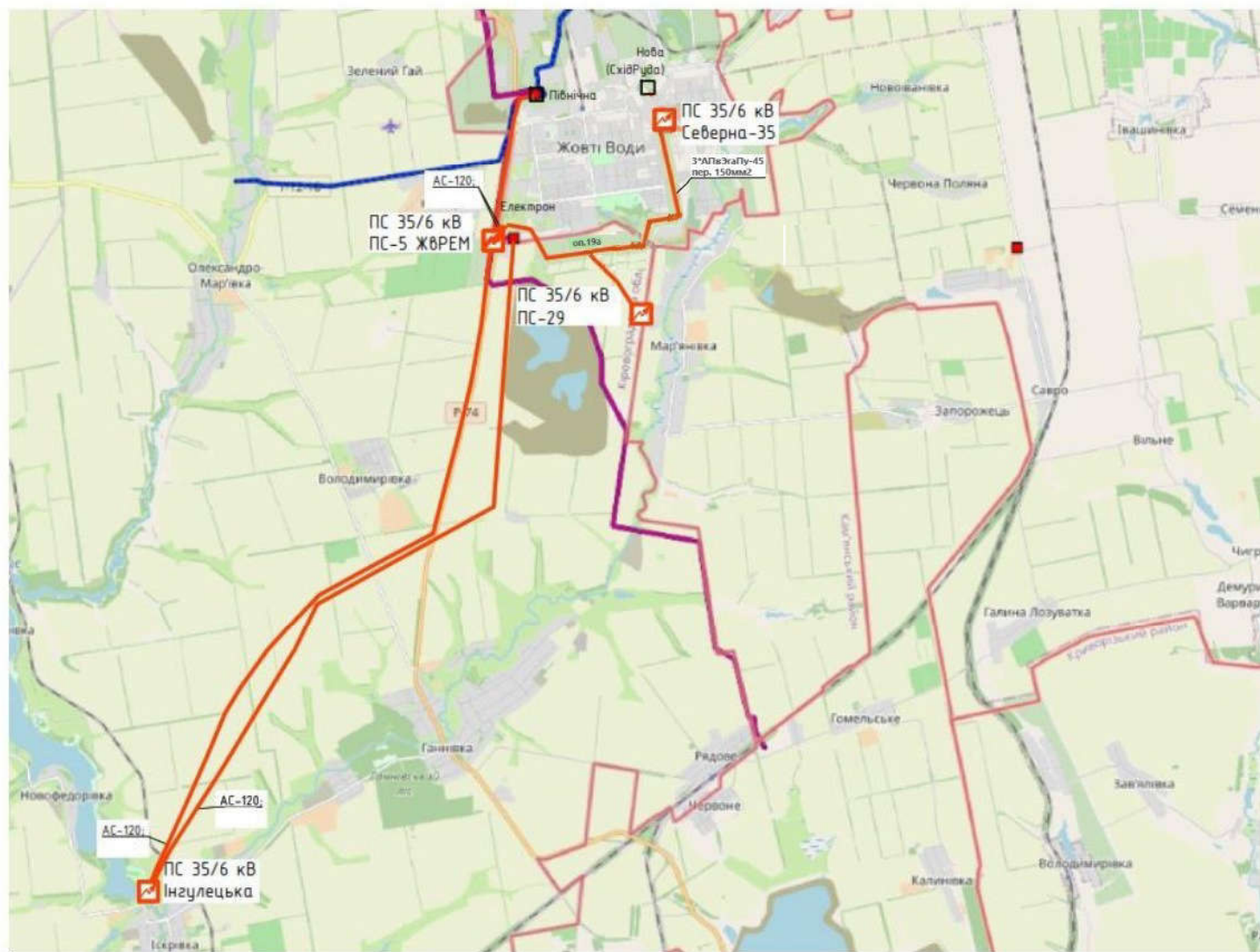
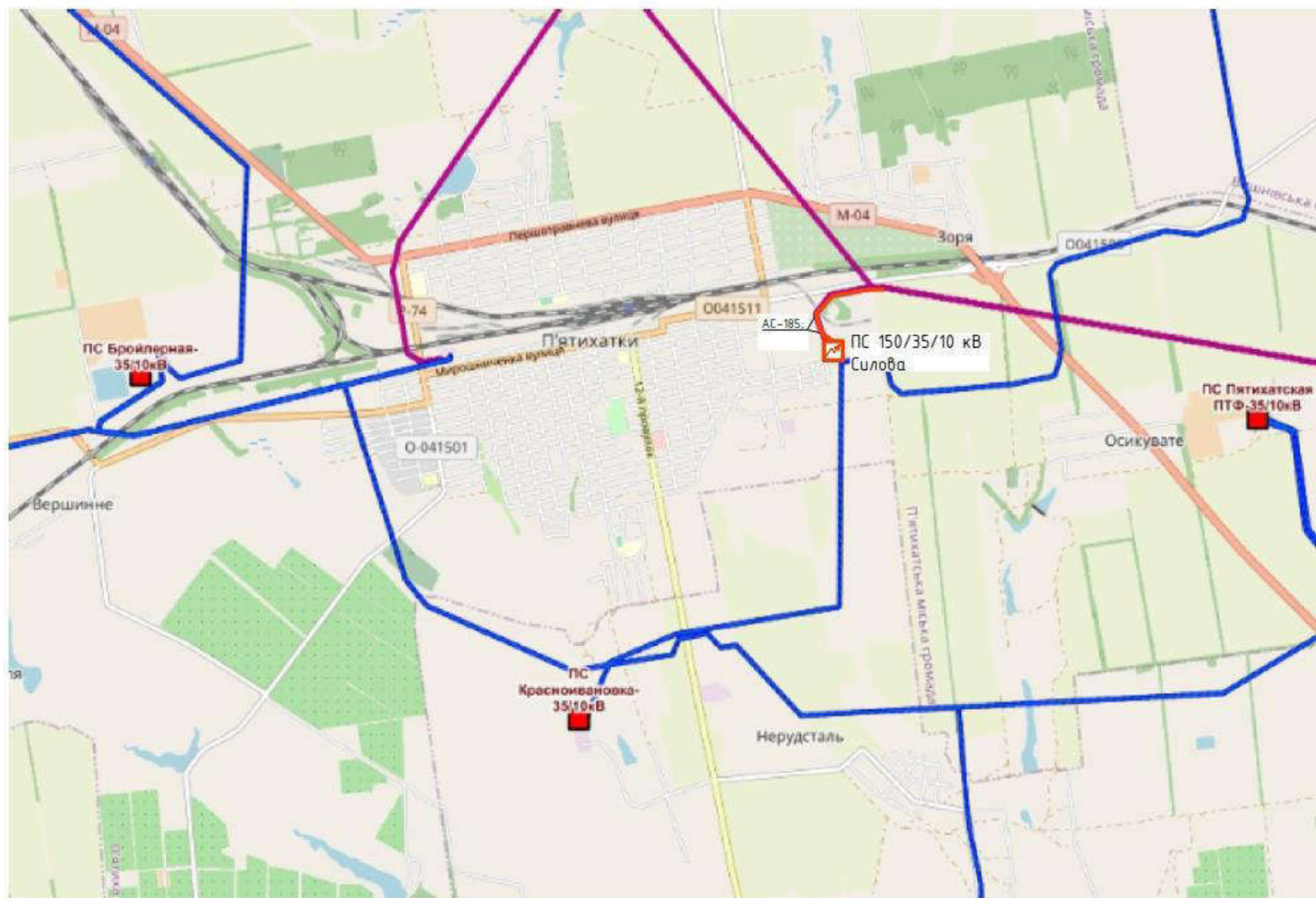


Рис. 7. Карта-схема електричних мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 150/35/10 кВ "Северна-35", ПС 35/6 кВ "ПС-29", ПС 35/6 кВ "ПС-5". М. Жовті Води, "С-35", ПС 35/6 "Інгулецька" 2021 рік



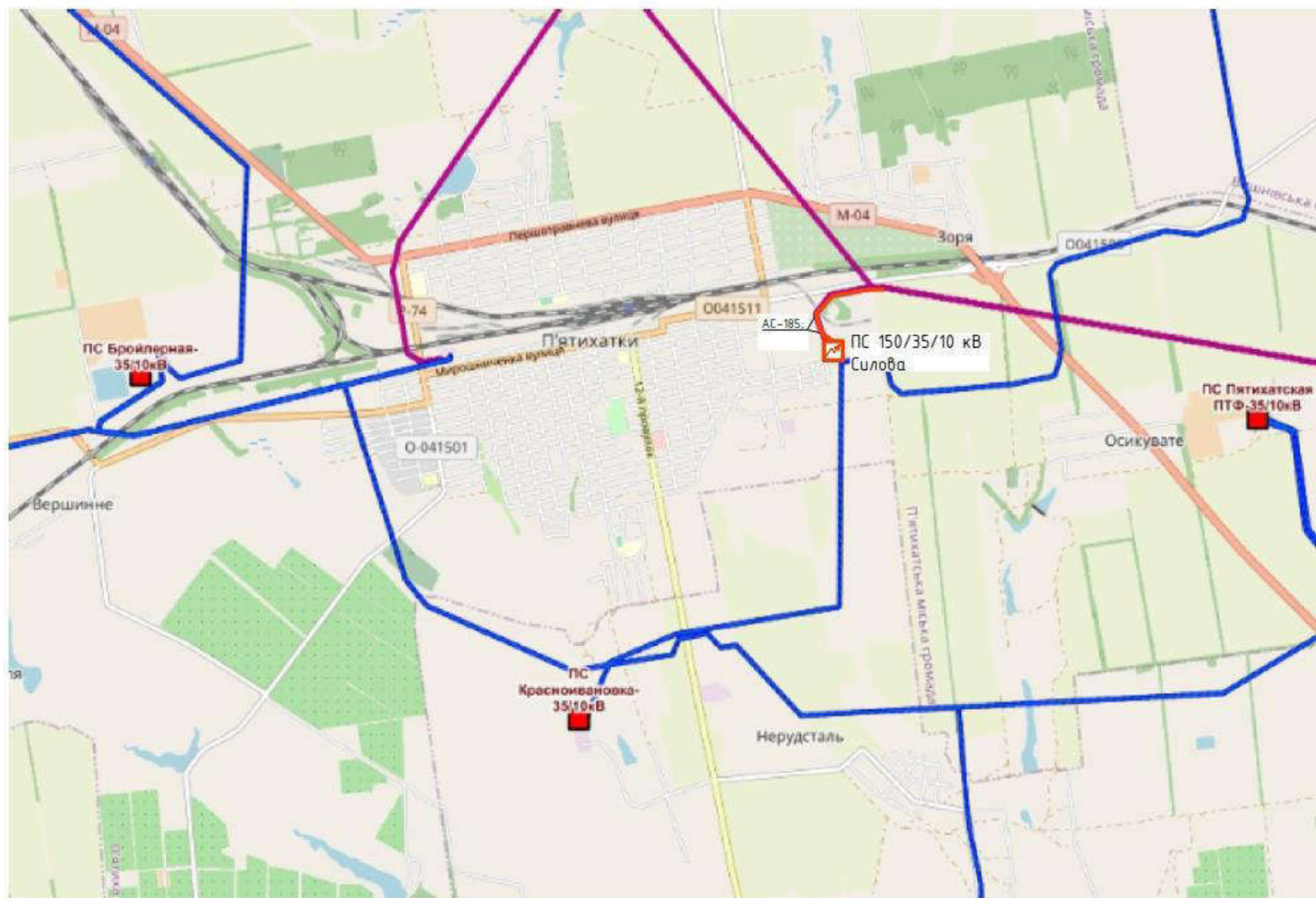
■ - на балансі ПрАТ "ПЕЕМ ЦЕК"

Рис. 8. Карта-схема електричних мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 150/35/10 кВ "Северна-35", ПС 35/6 кВ "ПС-29", ПС 35/6 кВ "ПС-5". М. Жовті Води, "С-35", ПС 35/6 "Інгулецька" 2026 рік



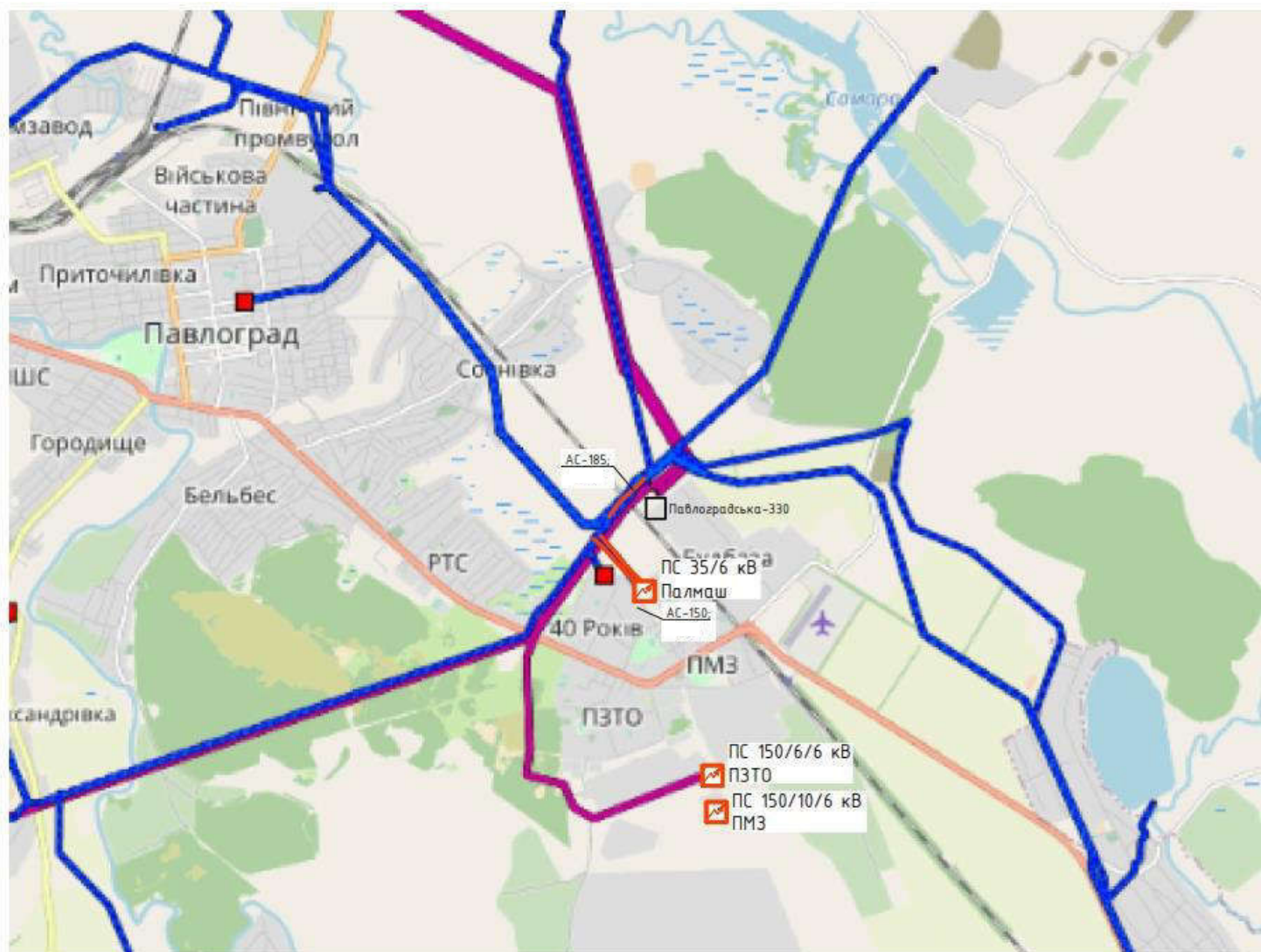
■ – на балансі ПрАТ "ПЕЕМ ЦЕК"

Рис. 9. Карта-схема електричних мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 150/35/10 кВ "Сулова" 2021 рік



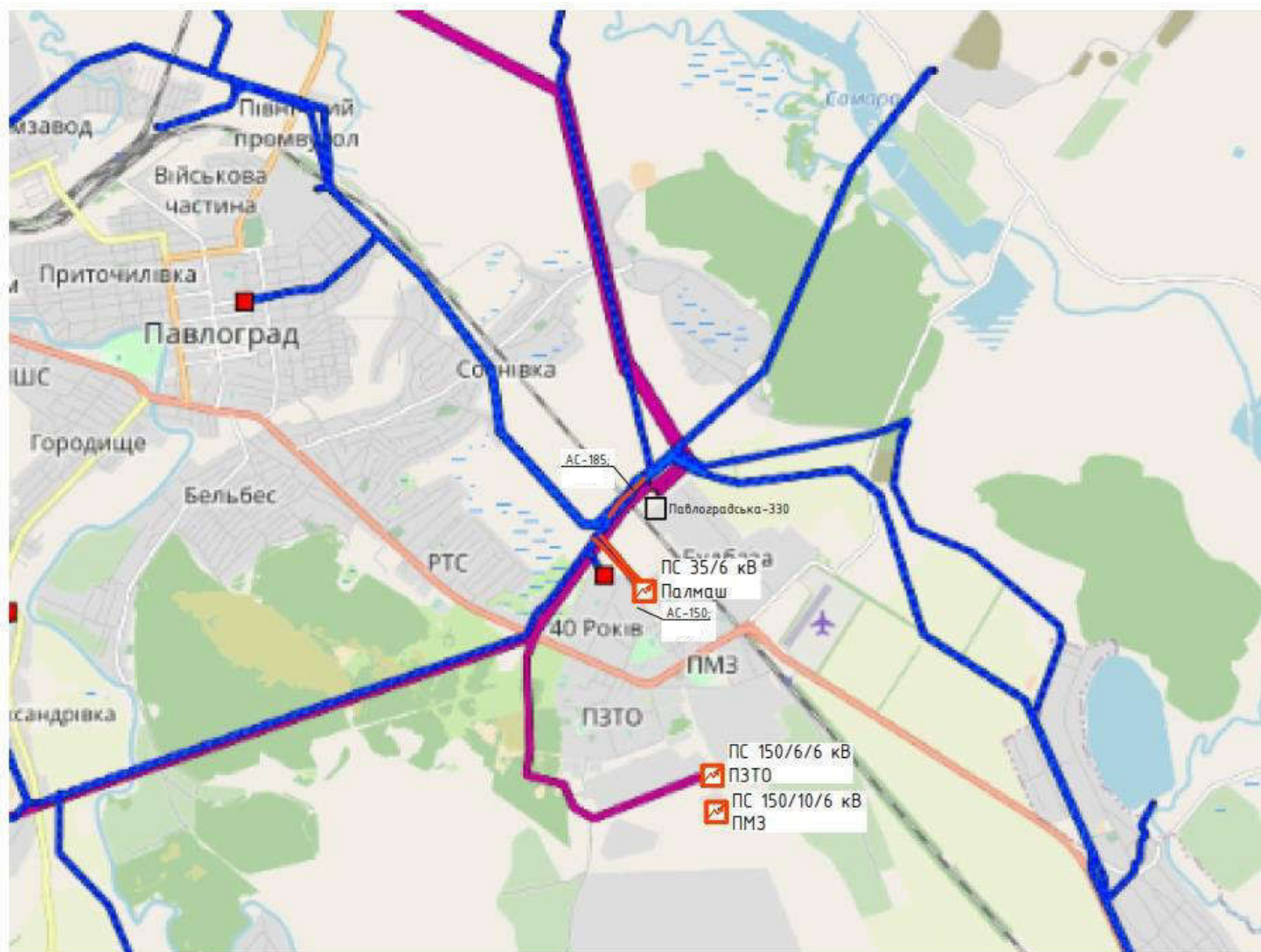
■ – на балансі ПрАТ "ПЕЕМ ЦЕК"

Рис. 10. Карта-схема електричних мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 150/35/10 кВ "Сулова" 2026 рік



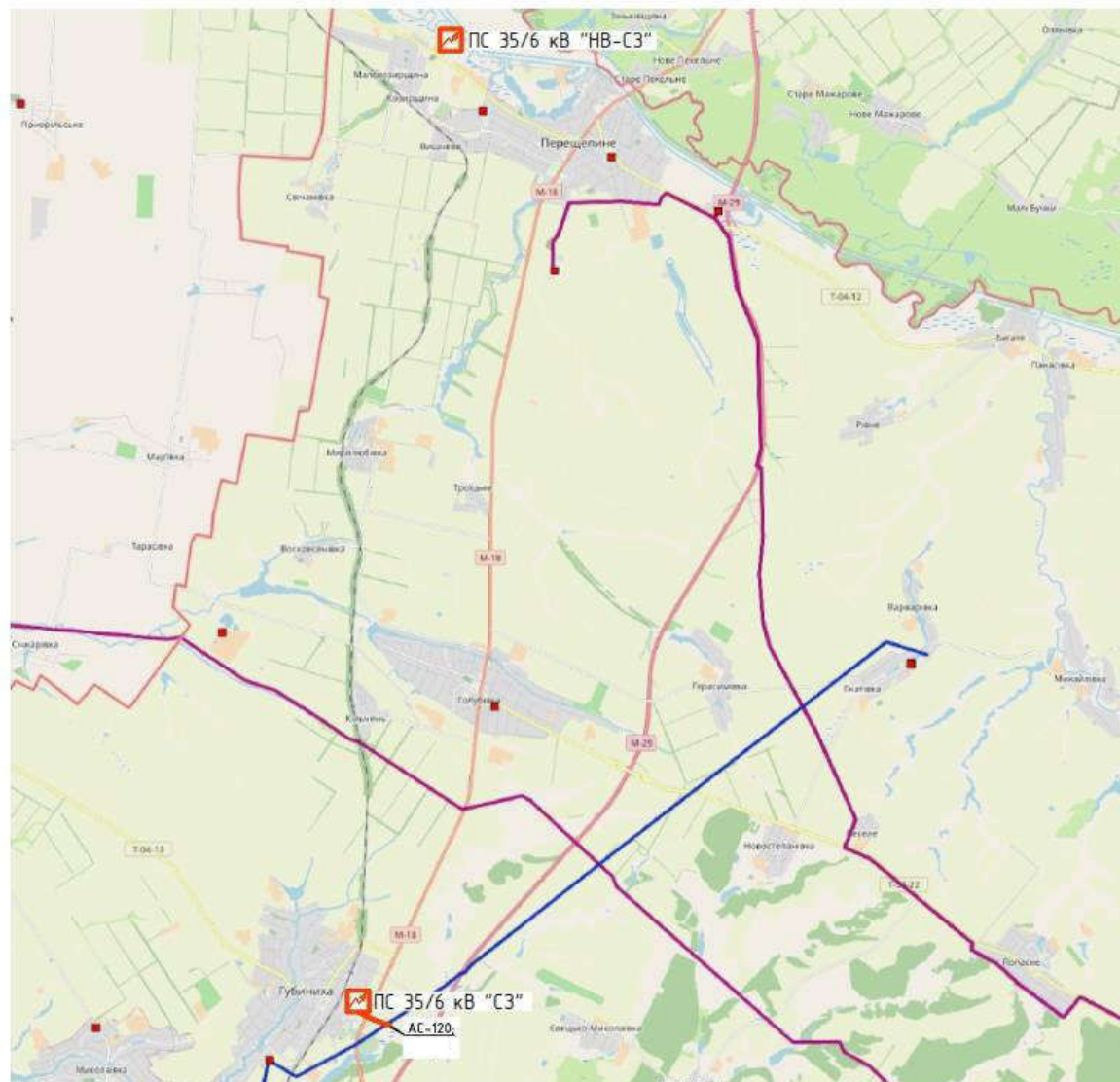
■ – на балансі ПрАТ "ПЕЕМ ЦЕК"

Рис. 11. Карта-схема електричних мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 150/6/6 кВ "ПМЗ", ПС 150/6/6 кВ "ПзТО", ПС 35/6 "Палмаш" 2021 рік



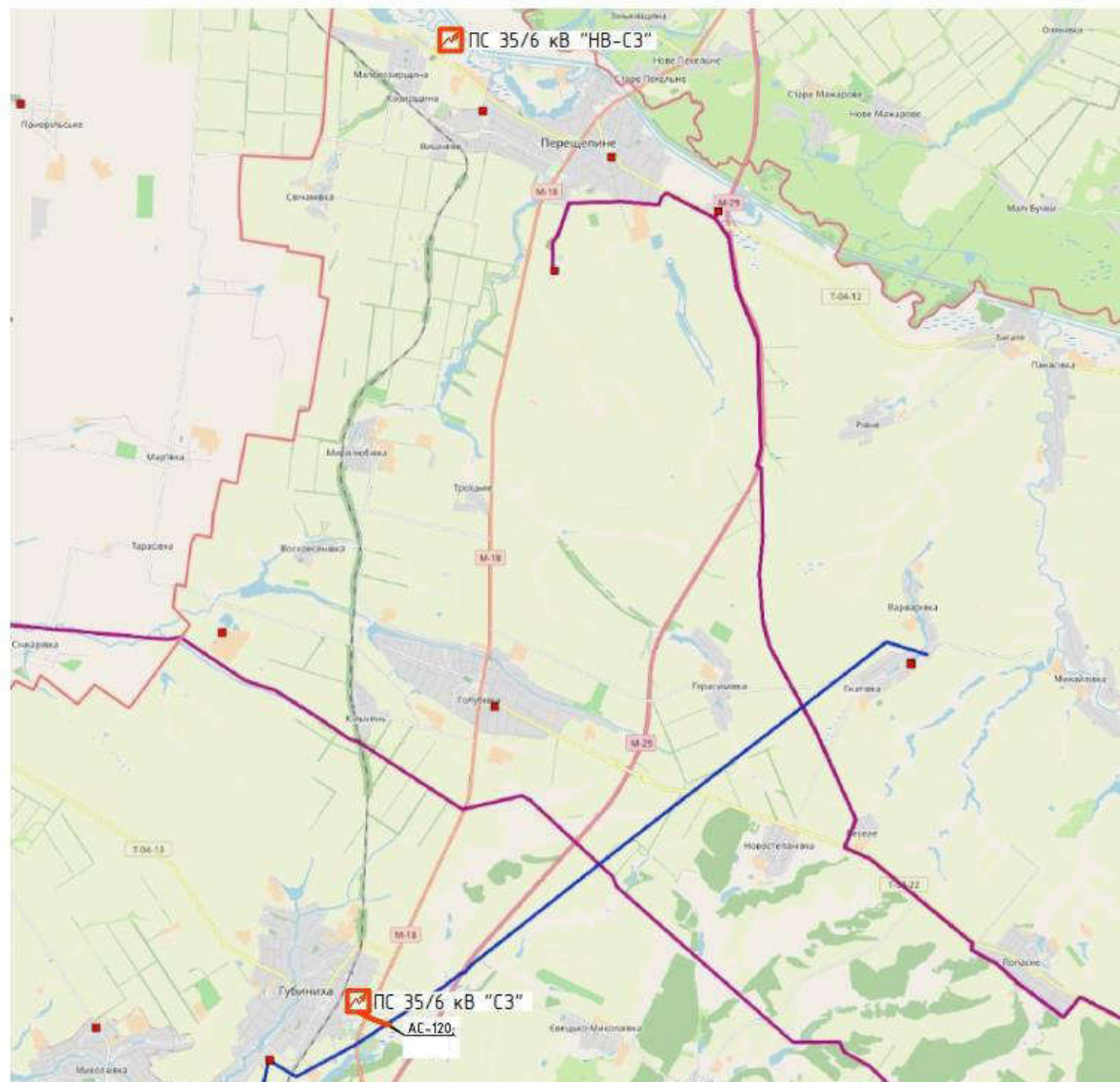
■ – на балансі ПрАТ "ПЕЕМ ЦЕК"

Рис. 12. Карта-схема електричних мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 150/6/6 кВ "ПМЗ", ПС 150/6/6 кВ "ПзТО", ПС 35/6 "Палмаш" 2026 рік



■ - на балансі ПрАТ "ПЕЕМ ЦЕК"

Рис. 13. Карта-схема електричних мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 35/6 "С3", ПС 35/6 "НВ-С3" 2021 рік



■ - на балансі ПрАТ "ПЕЕМ ЦЕК"

Рис. 14. Карта-схема електричних мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 35/6 "СЗ", ПС 35/6 "НВ-СЗ" 2026 рік

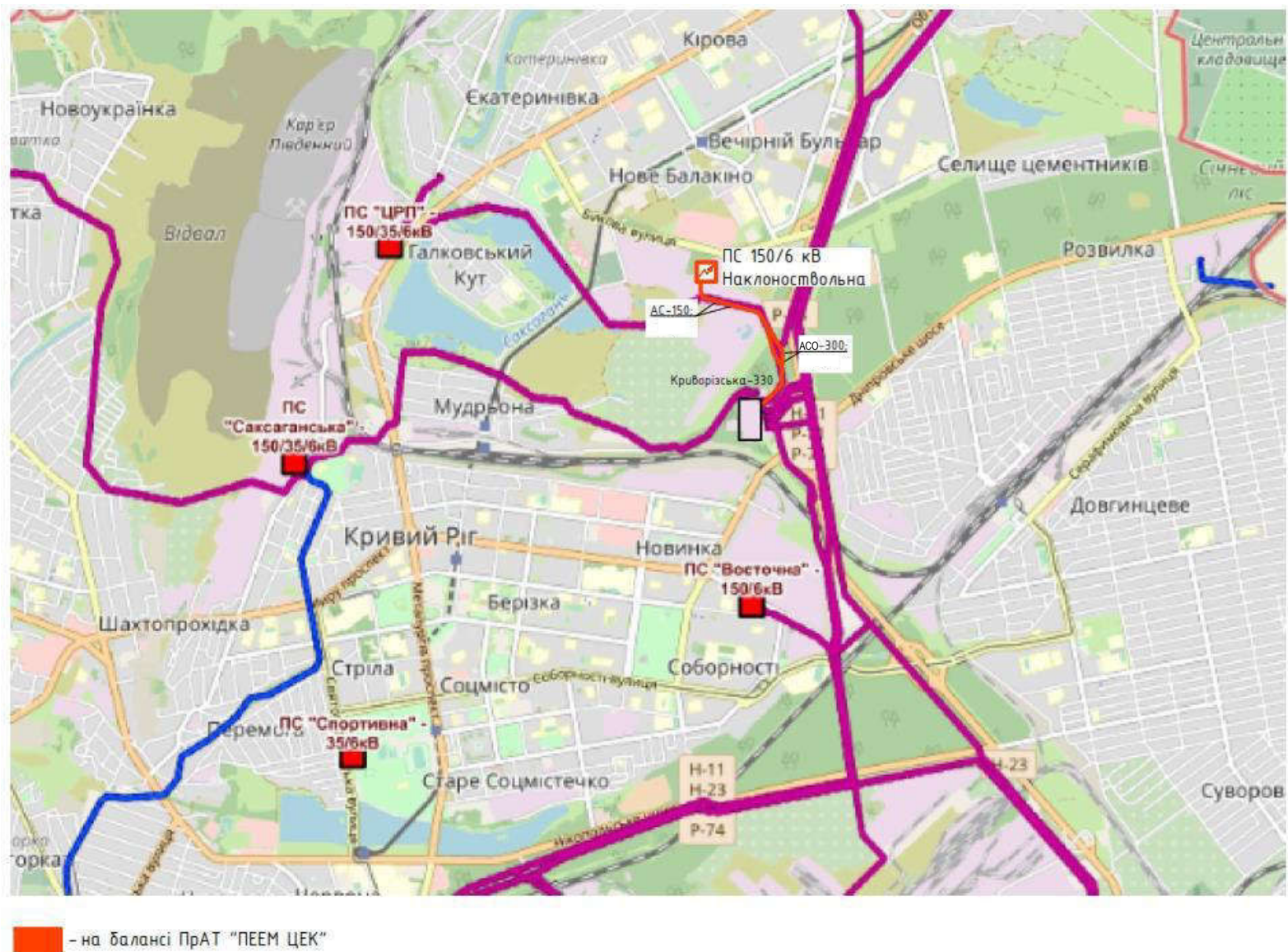


Рис. 15. Карта-схема електричних мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 150/6 кВ "Нахлоствольна" 2021 рік

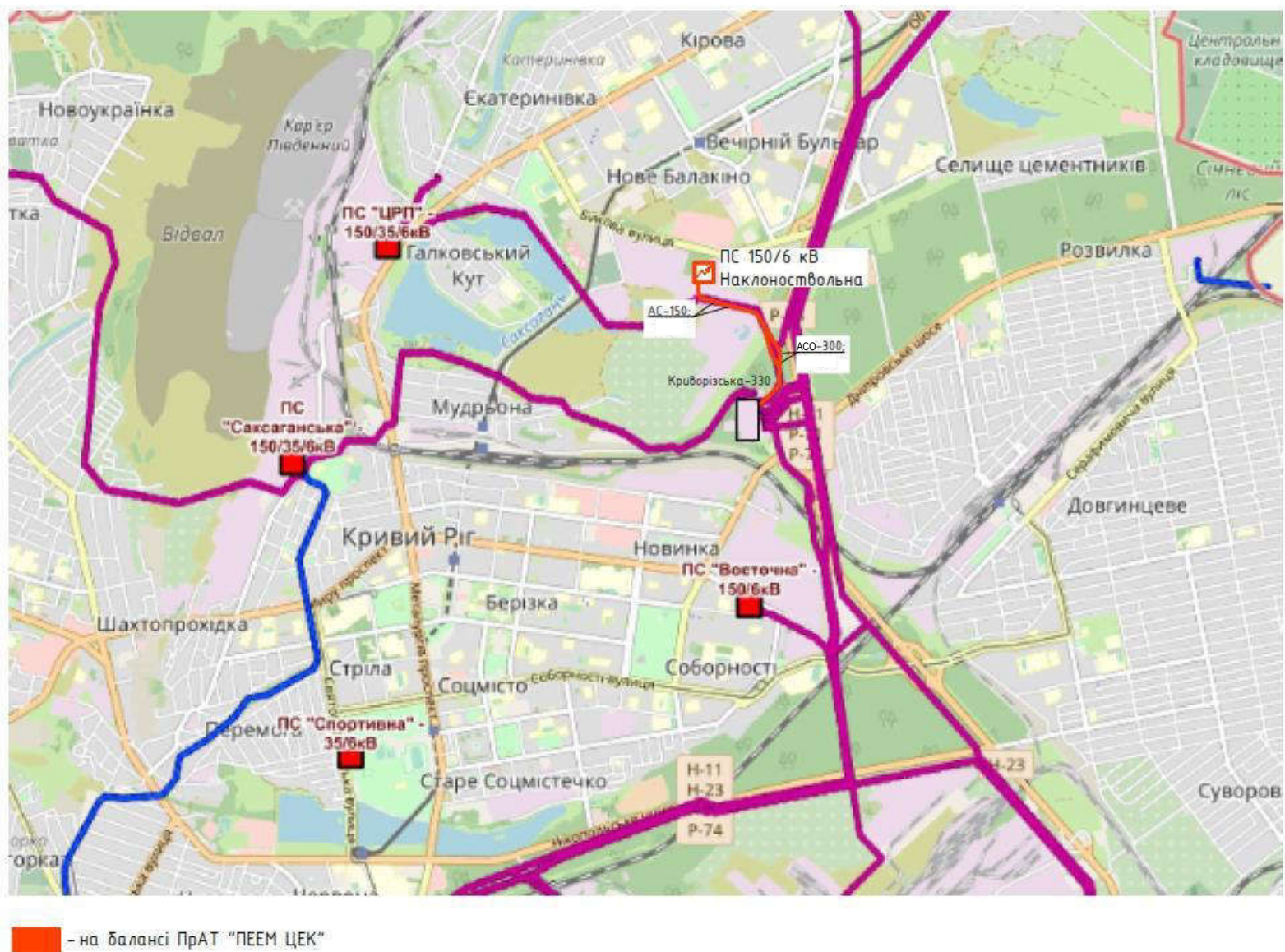


Рис. 16. Карта-схема електричних мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 150/6 кВ "Наклоноствольна" 2026 рік

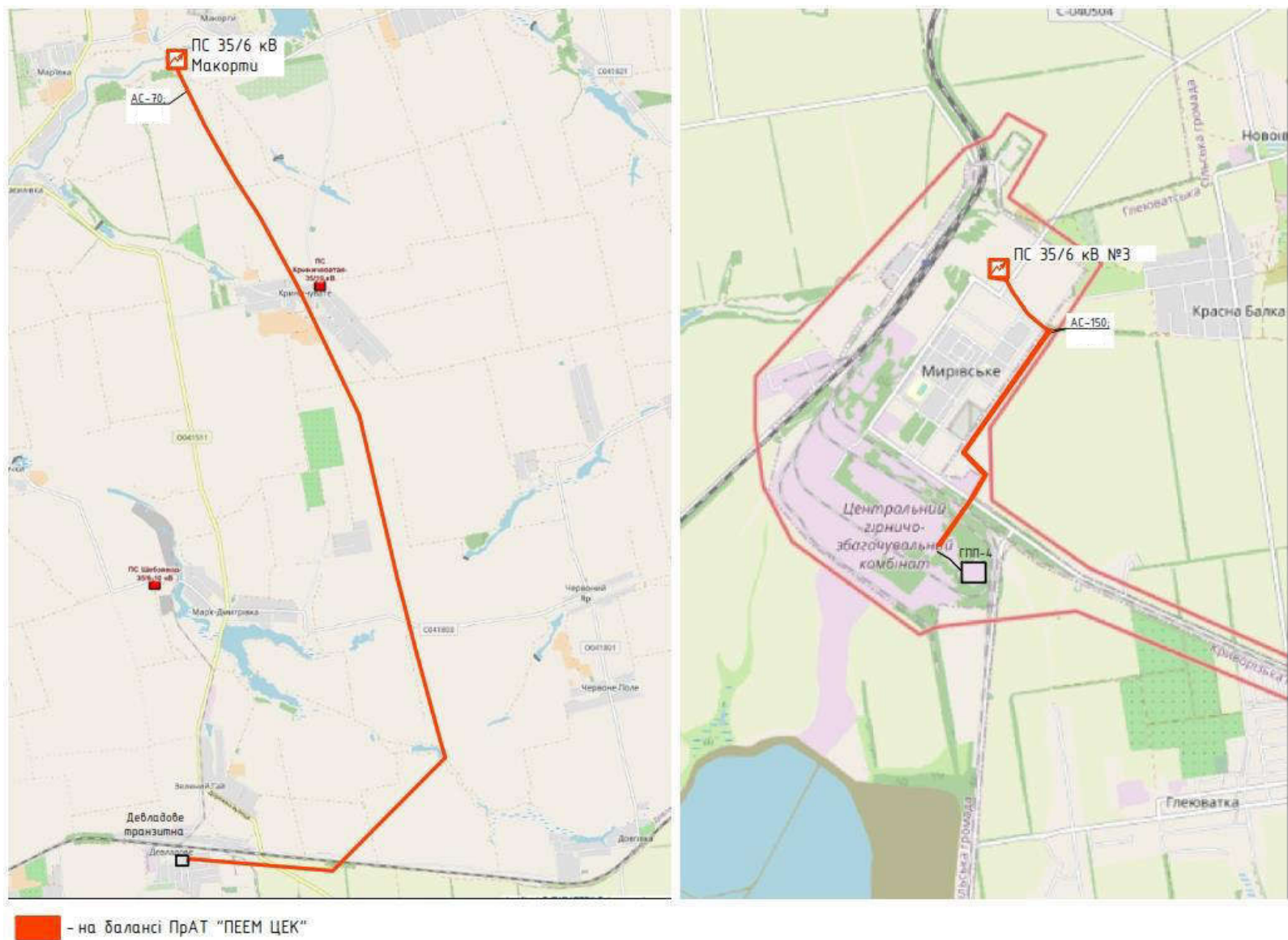
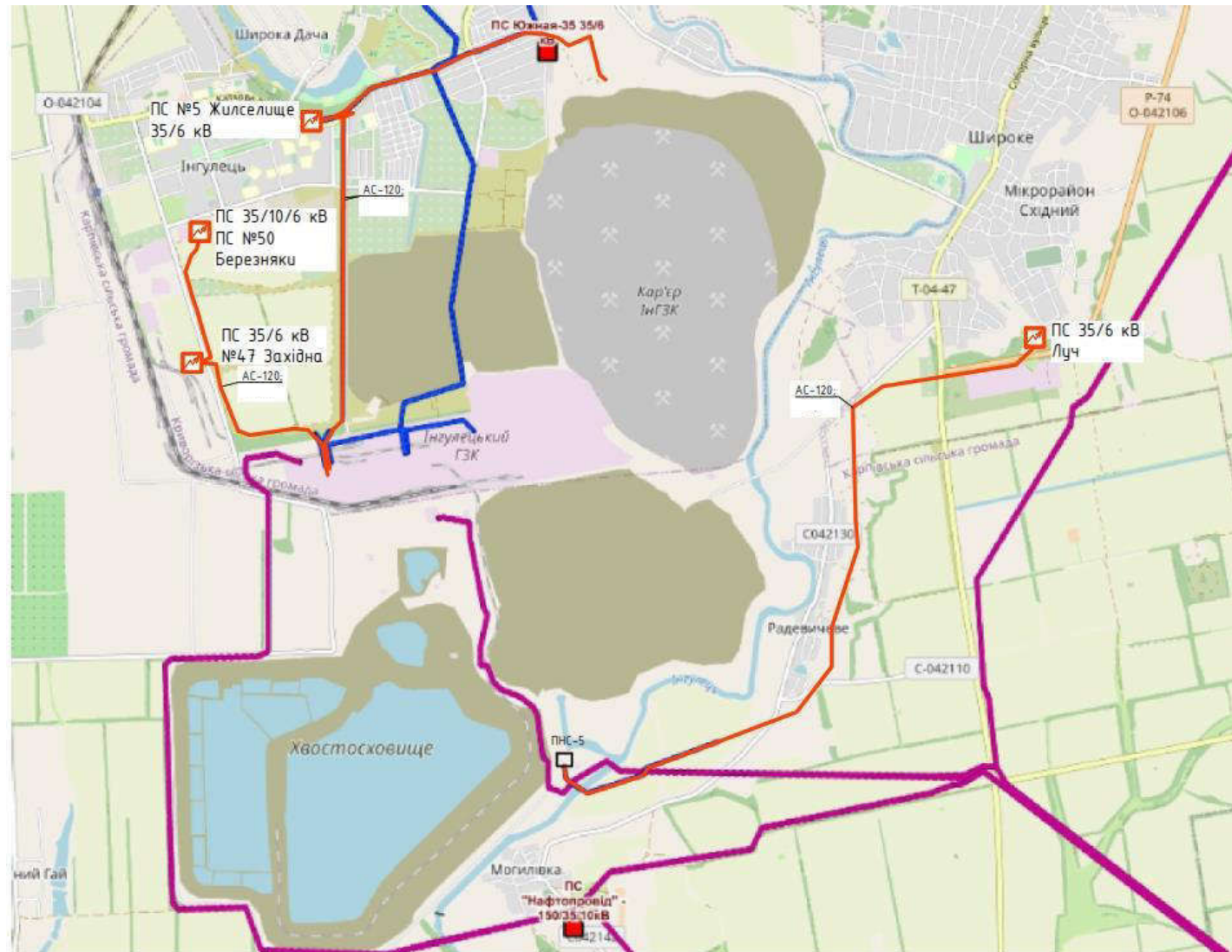
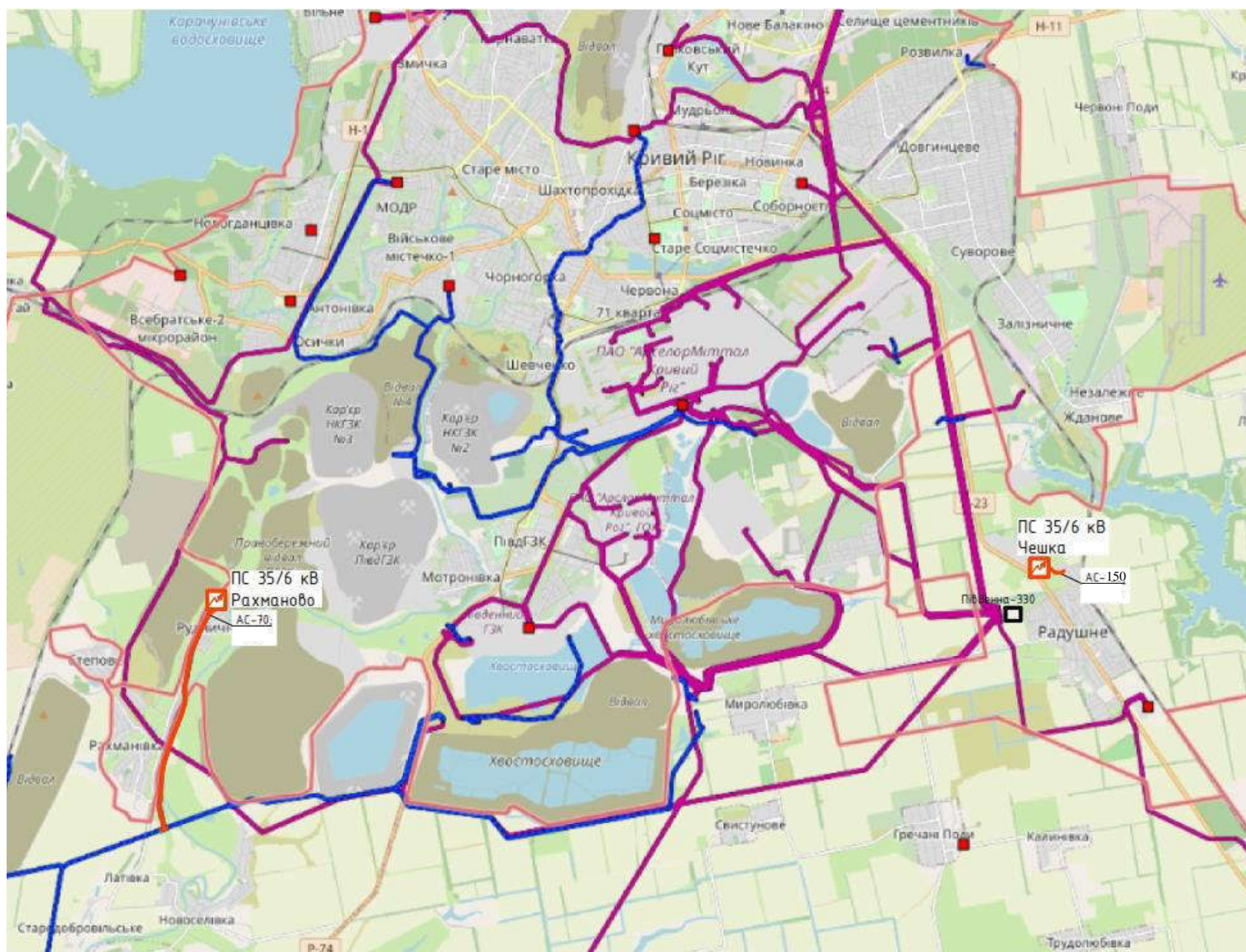


Рис. 17. Карта-схема електричних мереж 35-150 кВ в районі розміщення PS 35/6 кВ "Макорти" та PS 35/6 кВ №3 2021 рік



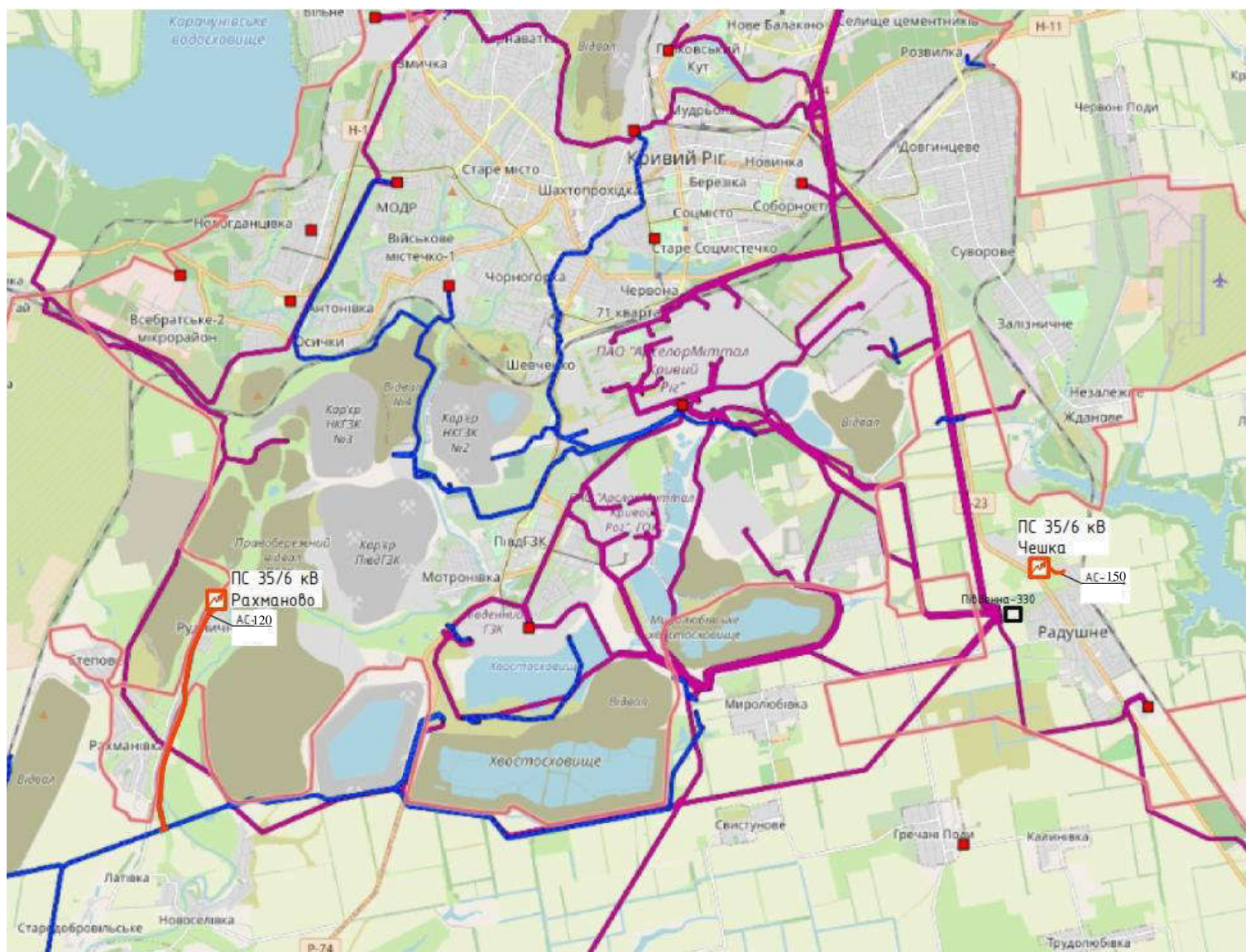
— на балансі ПрАТ "ПЕЕМ ЦЕК"

Рис.20. Карта-схема електричних мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 35/6 кВ №5 "Жилселище", №47 "Західна", ПС 35/10 "Луч", ПС 35/10/6 №50 "Березняки" 2026 рік



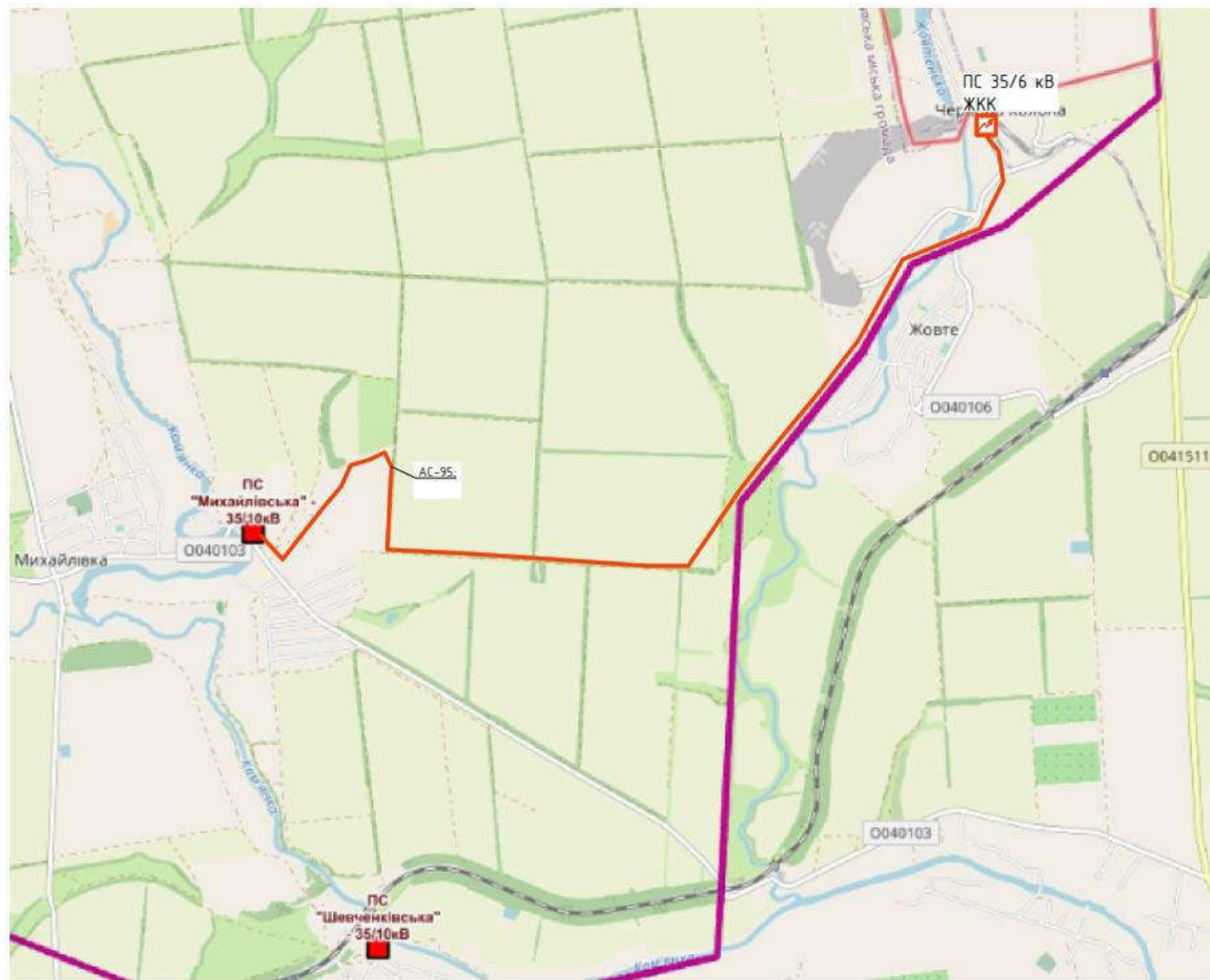
■ - на балансі ПрАТ "ПЕЕМ ЦЕК"

Рис. 21. Карта-схема електричних мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 35/6 кВ "Чешка", ПС 35/6 кВ "Рахманово" 2021 рік



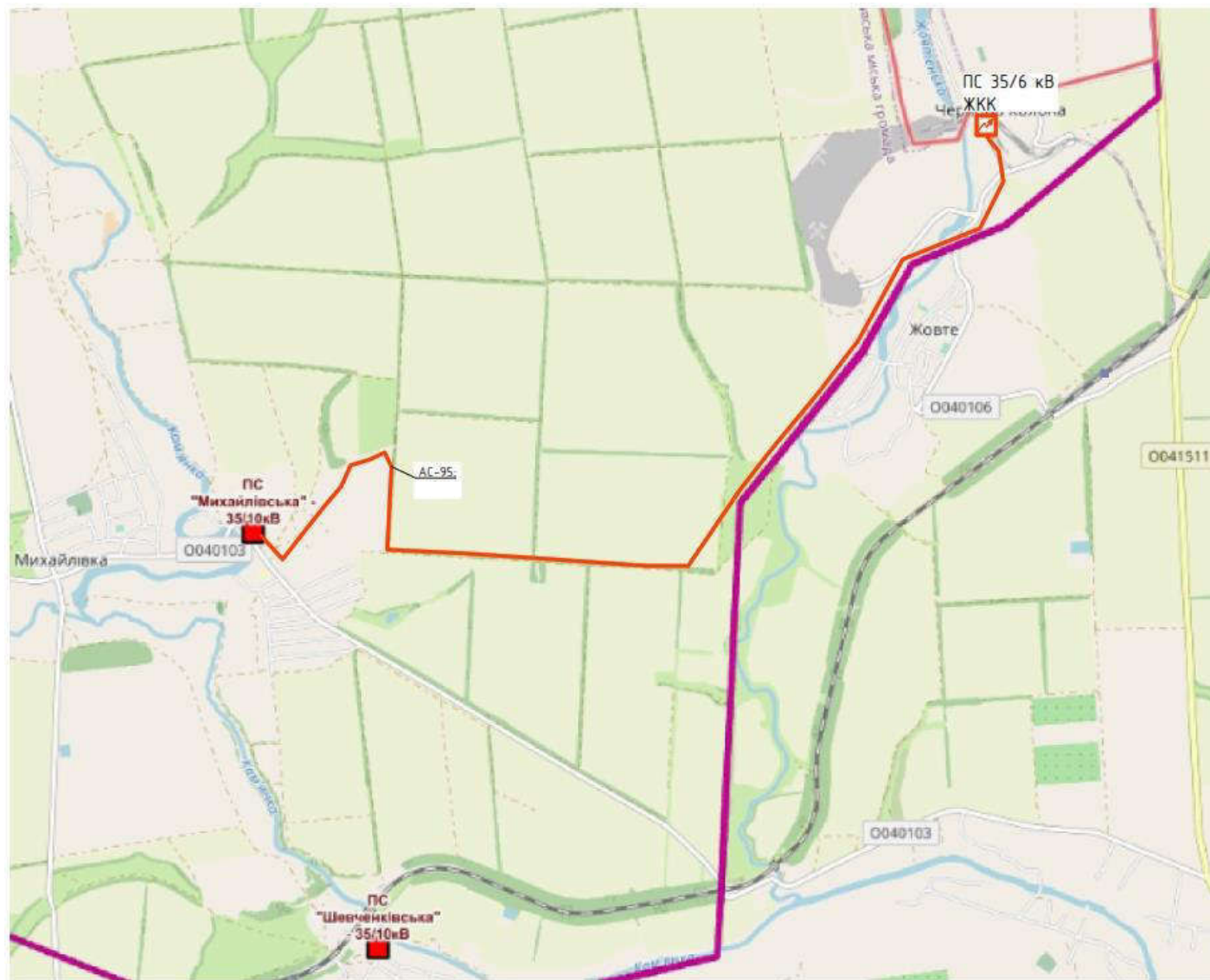
■ - на балансі ПрАТ "ПЕЕМ ЦЕК"

Рис. 22. Карта-схема електричних мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 35/6 кВ "Чешка", ПС 35/6 кВ "Рахманово" 2026 рік



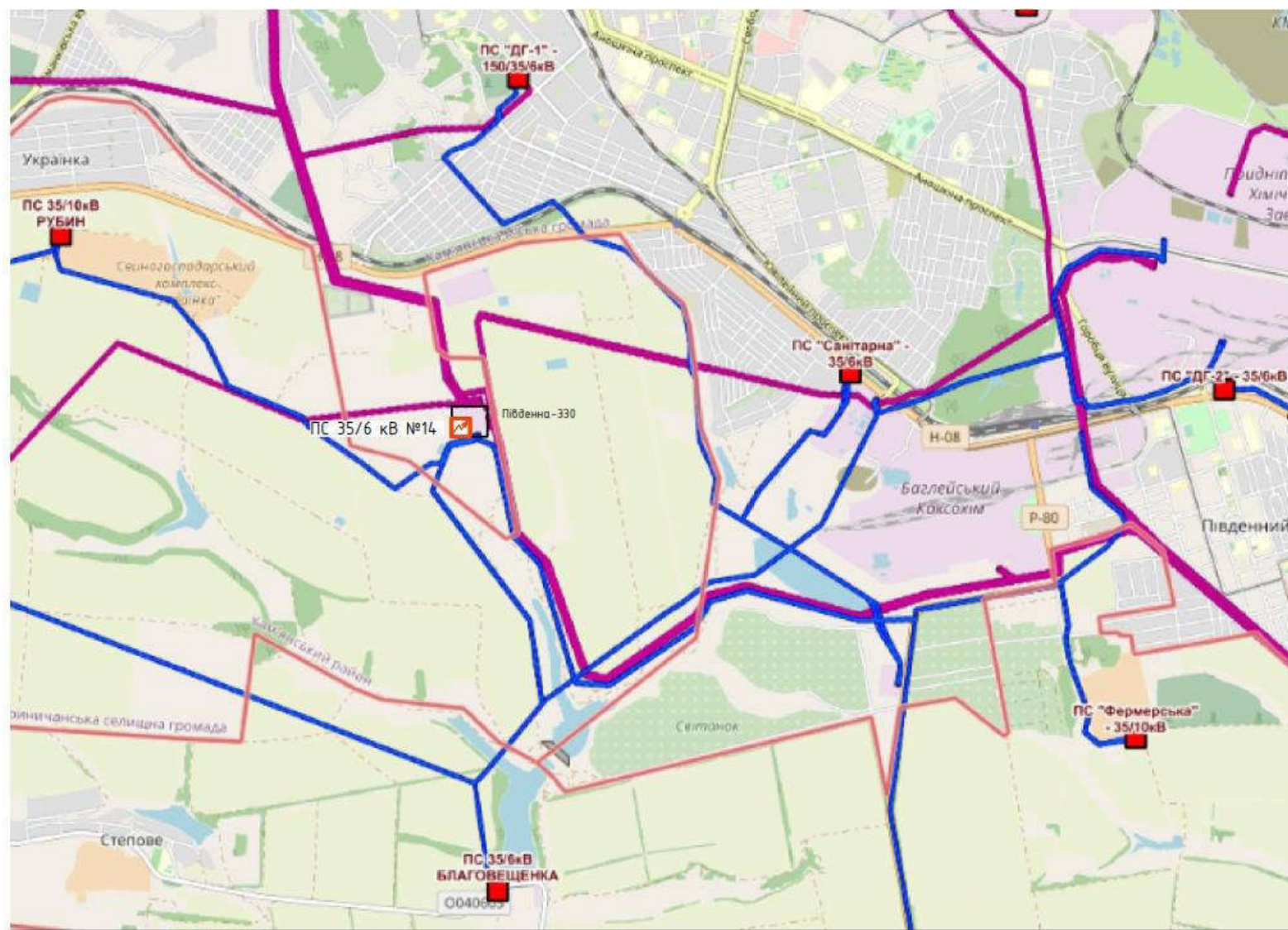
■ - на балансі ПрАТ "ПЕЕМ ЦЕК"

Рис. 23. Карта-схема електричних мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 35/6 кВ "ЖКК" 2021 рік



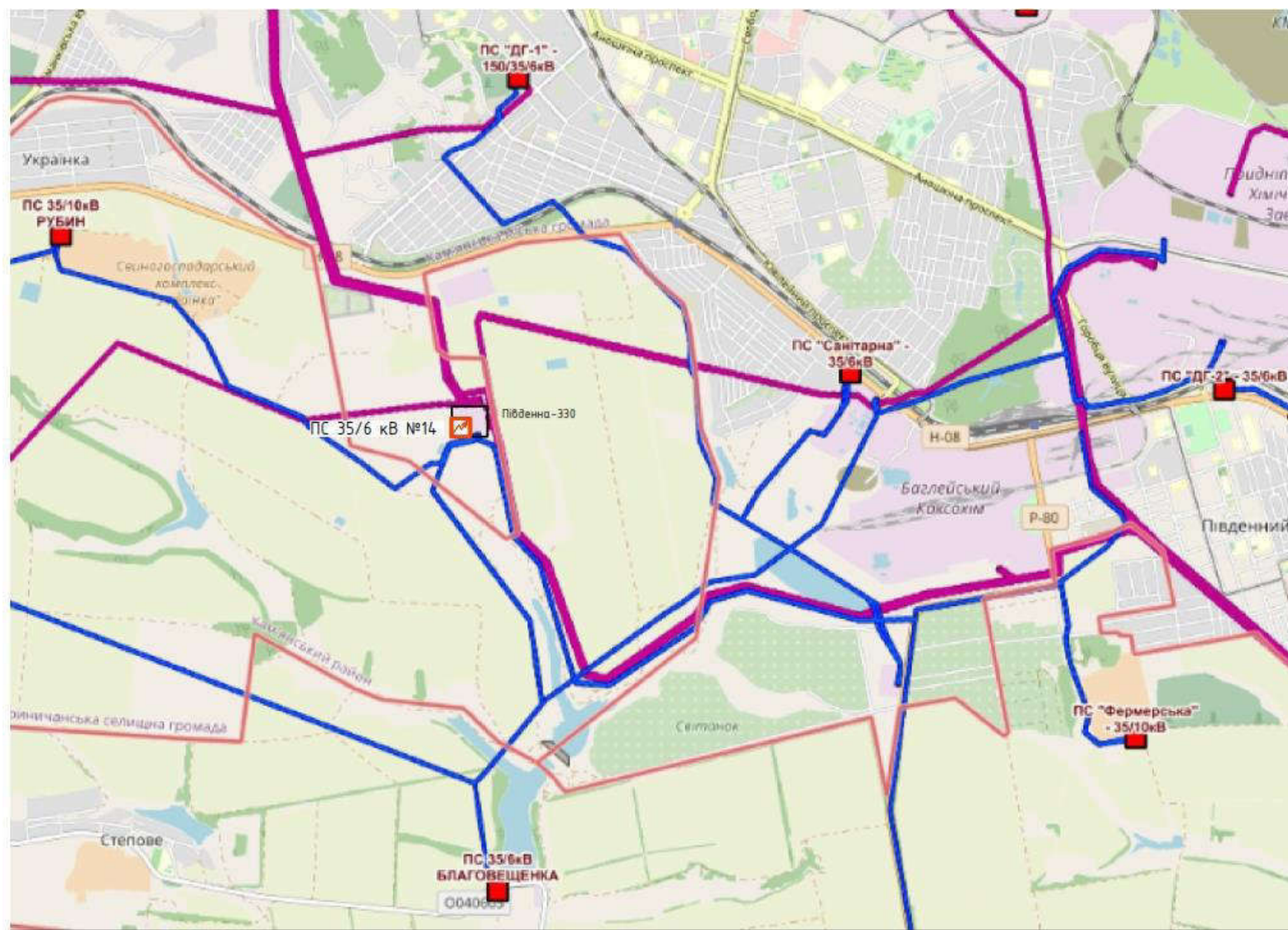
■ - на балансі ПрАТ "ПЕЕМ ЦЕК"

Рис. 24. Карта-схема електричних мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 35/6 кВ "ЖКК" 2026 рік



■ - на балансі ПрАТ "ПЕЕМ ЦЕК"

Рис. 27. Карта-схема електричних мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 35/6 кВ №14 2021 рік



■ - на балансі ПрАТ "ПЕЕМ ЦЕК"

Рис. 28. Карта-схема електричних мереж 35-150 кВ в районі розміщення ПС 35/6 кВ №14 2026 рік